

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.И.Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»
08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Снабжение сжиженным газом жилого района и ООО «Сталь»
тема

Руководитель _____ доцент, к.т.н. А.И. Авласевич
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Д.С. Жак
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ А.И. Авласевич
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Расчет численности населения	7
2 Расчет годового потребления газа.....	8
3 Расчет газонаполнительной станции.....	10
3.1 Расчет резервуаров и сливно-наливных устройств	11
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов	13
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов.....	14
3.4 Расчет насосного-компрессорного отделения.....	17
3.5 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков	19
3.6 Расчет числа газораздаточных колонок	19
3.7 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов.....	20
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа.....	22
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением	23
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением	26
5 Расчет внутридомового газопровода.....	28
6 Расчет внутриквартирного газопровода	32
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной	36
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода.....	37
7.2 Общее описание котла КОВ-80С.....	38
7.3 Расчет ГРУ для котельной.....	42
8 Технология возведения инженерных систем	43
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения	43
8.1.1 Подготовительные работы	44
8.1.2 Монтажные работы	44
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода.....	45
8.2 Монтаж подземного газопровода	45
8.2.1 Подготовительные работы	46
8.2.2 Земляные работы	47
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья.....	47
8.3 Монтаж трубопроводов	48
8.4 Предварительное испытание газопровода.....	48

8.5 Монтаж резервуаров	49
8.6 Изоляция трубопровода	50
8.7 Благоустройство трассы	50
8.8 Окончательное испытание газопровода.....	50
8.9 Определение объема земляных работ	51
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	62

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение жилого района и ООО «Сталь»». выполнена на 61 страницы, 5 листов графического материала, 7 таблиц, 12 использованных источников.

ГОДОВОЕ ГАЗОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ, ГРУППОВАЯ РЕЗЕРВУАРНАЯ УСТАНОВКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА, ВНУТРИДОМОВОЙ ГАЗОПРОВОД, ВНУТРИКВАРТАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ВНУТРИКОТЕЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД.

Объектом разработки является жилой район с населением 78 016 жителей.

Цель работы: Разработать проект газоснабжения населения, коммунально-бытовых и промышленных потребителей района сжиженным газом.

В ходе проделанной работы была рассчитана годовая потребность в газе жилого микрорайона с помощью удельных норм потребления газа. Произведен расчет газонаполнительной станции, резервуаров, сливно-наливных устройств, а также резервуарного парка ГНС. Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению и снабжения коммунально-бытовых объектов. Произведен гидравлический расчет систем газоснабжения, также произведен расчет групповых резервуарных установок сжиженным газом с искусственным и естественным испарением. Рассчитан внутридомовой, внутриквартальный и внутрикотельный газопровод, а также подобраны необходимые диаметры труб для прокладки газопровода. В котельной установлены котел и горелки. Произведен гидравлический расчет котельной.

Спроектированы аксонометрические схема внутридомового, схема внутриквартального газопроводов, а схема котельной. Показана функциональная схема и групповая резервуарная установка.

ВВЕДЕНИЕ

Сжиженные газы представляют собой смесь углеводородов, в основном пропана и бутана с небольшими примесями более тяжелых углеводородов. Источниками их получения являются попутные газы нефтяных и газоконденсатных месторождений и газы, образующиеся при переработке нефти. При атмосферных условиях сжиженные газы находятся в газообразном состоянии, а при повышении давления или при снижении температуры они превращаются в жидкость. Для транспортировки и хранения эти газы обычно сжижаются, а используются у потребителей в газовой фазе.

В основу проектирования и расчета систем снабжения сжиженными углеводородными газами положены термодинамические свойства двухфазных, многокомпонентных систем с учетом климатических условий расположения газоснабжаемых объектов.

В проекте «Газоснабжение жилого района, сжиженным углеводородным газом» необходимо произвести расчет численности населения и газопотребления жилыми районами. После выбора и размещения оборудования и составления схемы газопроводов следует произвести расчет внутридомового и внутриквартального газопровода.

В проекте помимо этого необходимо представить расчет резервуаров с естественными и искусственными испарениями.

1 Расчет численности населения

Чтобы правильно определить газопотребление, согласно [1] необходимо знать численность населения района, определяемая по формуле

$$N=m \cdot F, \quad (1.1)$$

где m - плотность населения, $m=400$ чел/га;

F - площадь застройки, определяемая по генплану, га.

Расчет сводится в таблицу 1.1.

Таблица 1.1- Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел
1	10,14	400	4056
2	4,16		1664
3	7,8		3120
4	10,53		4212
5	8,1		3240
6	10,92		4368
7	6,89		2756
8	9,6		3840
9	12,25		4900
10	8,4		3360
11	11,7		4680
12	6		2400
13	6,6		2640
14	-		-
15	10,29		4116
16	13,34		5336
17	8,28		3312
18	7,2		2880
19	6,63		2652
20	6,76		2704
21	7,14		2856
22	7,59		3036
23	9		3600
24	5,72		2288
			Итого: 78016

2 Расчет годового потребления газа

Расчет годового газопотребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития населенного пункта.

Все виды городского потребления газа можно сгруппировать следующим образом:

- 1) бытовое потребление (потребление газа в квартирах);
- 2) потребление в коммунальных и общественных предприятиях;
- 3) потребление на отопление и вентиляцию зданий;
- 4) промышленное потребление.

Потребление газа на отопление и вентиляцию зданий, а также промышленное потребление в балансе, составленном для сжиженного газа, обычно отсутствуют.

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависят от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

Найдем количество жителей, чел, использующих газ для приготовления пищи, по формуле

$$n_x = x \cdot N, \quad (2.1)$$

где x – доля квартир, имеющих газовую плиту, равная 0,85;

N – количество жителей, чел, таблица 1.1.

Количество жителей, чел, использующих газ на горячее водоснабжение, рассчитываем по формуле

$$n_y = y \cdot N, \quad (2.2)$$

где y – доля квартир, с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей, равна 0,8;

N – то же, что и в (2.1).

Определяем низшую массовую теплоту сгорания, кДж/кг, по формуле

$$Q_H^P = K_{\text{ПР}} \cdot Q_{\text{Р(ПР.М.)}}^H + K_{\text{БУТ}} \cdot Q_{\text{Р(БУТ.М.)}}^H, \quad (2.3)$$

где $K_{\text{ПР}}$, $K_{\text{БУТ}}$ – доля пропана и бутана, $K_{\text{ПР}} = 0,85$, $K_{\text{БУТ}} = 0,15$;

$Q_{\text{Р(ПР.М.)}}^H$, $Q_{\text{Р(БУТ.М.)}}^H$ – массовая низшая теплота сгорания пропана и бутана, кДж/кг, для жидкой фазы;

$$Q_{\text{Р(ПР.М.)}}^H = 45973 \text{ кДж/кг};$$

$$Q_{\text{Р(БУТ.М.)}}^H = 45431 \text{ кДж/кг}.$$

$$Q_H^P = 0,85 \cdot 45973 + 0,15 \cdot 45431 = 45891,7 \text{ кДж/кг}.$$

Низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м³, рассчитываем по формуле

$$Q_H^P = K_{\text{ПР}} \cdot Q_{\text{Р(ПР.Г.)}}^H + K_{\text{БУТ}} \cdot Q_{\text{Р(БУТ.Г.)}}^H, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{ПР}}$, $K_{\text{БУТ}}$ – то же, что и в (2.3);

$Q_{\text{Р(ПР.Г.)}}^H$, $Q_{\text{Р(БУТ.Г.)}}^H$ – низшая теплота сгорания, кДж/м³, для газовой фазы;

$$Q_{\text{Р(ПР.Г.)}}^H = 91321 \text{ кДж/м}^3;$$

$$Q_{\text{Р(БУТ.Г.)}}^H = 118736 \text{ кДж/м}^3.$$

$$Q_H^P = 0,85 \cdot 91321 + 0,15 \cdot 118736 = 95433,25 \text{ кДж/м}^3.$$

Определяем плотность газовой фазы, кг/м³, по формуле

$$\rho = K_{\text{ПР}} \cdot \rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}} + K_{\text{БУТ}} \cdot \rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}}, \quad (2.5)$$

где $K_{\text{ПР}}$, $K_{\text{БУТ}}$ – то же, что и в (2.3);

$\rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}}$, $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}}$ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м³;

$$\rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}} = 2,019 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}} = 2,708 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho = 0,85 \cdot 2,019 + 0,15 \cdot 2,708 = 2,12 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м³, найдем по формуле

$$\rho_{\text{ж}} = k_{\text{ПР}} \cdot \rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}} + k_{\text{БУТ}} \cdot \rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}}, \quad (2.6)$$

где $K_{\text{ПР}}$, $K_{\text{БУТ}}$ – то же, что и в (2.3);

$\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}}$, $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}}$ – плотность жидкой фазы пропана и бутана;

$$\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}} = 585 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}} = 600 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho=0,85 \cdot 585+0,15 \cdot 600=587,25 \text{ кг/м}^3.$$

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу 2.1.
Нормы расхода газа на одного человека принимаем согласно [1].

Таблица 2.1- Расчет газопотребления жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на человека			Расход газа	
		кДж	м ³	кг	м ³	кг
При наличии газовой плиты и газового водонагревателя	66314	7300	159,07	76,49	10548568	5072357,9
При наличии только газовой плиты	3901	4240	92,39	44,43	362402,9	173321,4
Суммарное количество газа	-	-	-	-	10910970,9	5245679,3
Суммарное количество газа с учетом резерва	-	-	-	-	13093165,1	6294815,2

3 Расчет газонаполнительной станции

Газонаполнительные станции (ГНС) являются основными производственными единицами в системе снабжения сжиженным газом населения и коммунально-бытовых потребителей.

Они осуществляют прием, хранение, распределение и в ряде случаев поставку газа своим транспортом потребителям. Газ на ГНС поставляют железнодорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны, баллоны различной вместимости. Современные ГНС снабжены сливными железнодорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов, в которых обязательно должно быть предусмотрено раздельное хранение C_3H_8 и C_4H_{10} , производственными зданиями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным, воздушно-компрессорным, погрузочно-компрессорным, погрузочно-разгрузочным, бытовым и др. отделениями, а также блоками вспомогательных помещений с механическими мастерскими, котельными, административно-хозяйственными помещениями, гаражами для автотранспорта и оборудованы системами водо-, тепло- и электроснабжения, связи и канализации.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- 1) прием от поставщиков;
- 2) слив в хранилища;
- 3) хранение в наземных и подземных резервуарах, баллонах и т.п.;

- 4) слив из баллонов неиспарившихся остатков и слив газа из неисправных сосудов;
- 5) разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- 6) приём пустых и выдача наполненных баллонов;
- 7) транспортировка газа в баллонах и внутренней трубопроводной сети;
- 8) ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;
- 9) технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- 10) доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
- 11) заправка автомашин, работающих на сжиженном газе;
- 12) регазификация сжиженных газов;
- 13) смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- 14) подача паров сжиженных газов, газоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [8] и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями и сооружениями и до окружающих зданий и сооружений различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарам базы хранения, насосам, компрессорам и системам водоснабжения, отопления и вентиляции и мн. др. положения.

Эксплуатация производится в соответствии с правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа, в основе которых система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний.

3.1 Расчет резервуаров и сливно-наливных устройств

Для хранения сжиженных газов на ГНС используют горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м³, устанавливаемые над землей и под землей, изготовленные из стали марки 16ГС с температурой стенки не выше +15С° и не ниже -40С° и рабочим давлением 1,8 МПа. В их верхней части вырезаны отверстия для установки муфт и штуцеров различного назначения. В комплект поставки входят: резервуар с опорами без арматуры; ответные фланцы к штуцерам; прокладки и лапки (в случае установки на железобетонные опоры); металлические опоры. Каждый резервуар оборудован лазовым и световым люком и имеет не менее 2 предохранительных клапанов.

Необходимый объем резервуарного парка определяется, исходя из газового объема потребления, запас рассчитываем на 5 суток, т.к. расстояние до поставщика не превышает 500 км.

Общий объем хранения газа на ГНС, м³, определяем по формуле

$$V = \frac{Q_{год} \cdot n}{365 \cdot k \cdot \rho_{ж}}, \quad (3.1)$$

где $Q_{год}$ – годовое потребление (массовое потребление) газа, кг, таблица 2.1;
 n – принятый запас хранения, $n = 5$ сут;
 k – коэффициент наполнения, для подземного размещения равен 0,9;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³, по (2.6). 6294815,2

$$V = \frac{6294815,2 \cdot 5}{365 \cdot 587,25 \cdot 0,9} = 163,2 \text{ м}^3.$$

Далее определяем необходимое количество резервуаров, шт, при единичном объеме одного резервуара 100 м³, марки ПС-75.

$$m = \frac{V}{V_p}, \quad (3.2)$$

где V – запас сжиженного газа на ГНС, м³, определенный по формуле (3.1);
 V_p – единичный объем принятого к установке резервуара, равный 50 м³.

$$m = \frac{163,2}{50} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 4 резервуара с единичным объемом 50 м³.

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружение высотой 5м. и длиной до 180м. В зависимости от количества сливных и наливных устройств, каждое с двумя патрубками для жидкой фазы и одним для паровой с отключающей аппаратурой и резиноканевыми шлангами для присоединения к вентилям железнодорожных систем. Под ними прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенные с трубопроводами станции.

Количество сливно-наливных устройств, шт, принимается из условия обеспечения суточного слива или налива, исходя из месячного грузооборота и грузоподъемности цистерн, и определяется по формуле

$$N = \frac{Q_{max}}{360 \cdot G}, \quad (3.3)$$

где Q_{max} – максимальный месячный грузооборот, т, таблица 2.1;
 G – грузоподъемность одной цистерны, равная 31 т.

$$N = \frac{6294,8}{360 \cdot 31} = 1 \text{ шт.}$$

С учетом развития ГНС и газификации принимаем 1 сливно-наливное устройство.

3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

Баллононаполнительное отделение – одно из основных отделений ГНС. Оно оборудовано раздаточными постами, которые в зависимости от числа заполняемых баллонов бывают ручными, полуавтоматическими и автоматическими. При наполнении до 200-500 баллонов в смену практикуется ручная или полуавтоматическая разливка, при необходимости наполнять свыше 500 баллонов в смену следует переходить на автоматическую разливку.

В наполнительном отделении ГНС выполняются следующие операции: слив из баллонов неиспарившихся остатков, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения баллонов, контроль герметичности баллонов. Процесс наполнения баллонов состоит из двух операций: собственно, наполнения и контроля количества, залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого в баллон газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Поэтому различают весовой и объемный методы наполнения баллонов сжиженным газом.

Наполнение баллонов ручным либо полуавтоматическим способом осуществляется на специальной рампе, вдоль которой вмонтированы весовые установки. Пустые баллоны устанавливаются на весовые установки. При помощи струбцины (или наполнительных головок) к штуцеру баллона прикрепляется шланг от наполнительной рампы. Взвесив баллон, движок рейки весов устанавливают на цифру, указывающую массу баллона плюс массу допустимого количества газа, затем пускают газ. Отсоединив струбцину, после наполнения баллона необходимо проверить массу баллона и убедиться в отсутствии утечки газа через клапан. Сняв баллон с весов, заглушают штуцер запорного устройства баллона и, открыв вентиль или клапан на баллоне, проверяют его герметичность. Убедившись в исправности, вентиль или клапан закрывают.

Наполнению подлежат баллоны емкостью 5, 12, 27, 50 и 80 л.

Количество заполняемых баллонов, шт, заполняемых в течение суток, найдем по формуле

$$n = \frac{G_{сут}}{g}, \quad (3.4)$$

где $G_{сут}$ – максимальное потребление газа, т/сут;

g – масса газа в одном баллоне, равная 0,021 т.

Максимальное потребление газа, т/сут, рассчитаем по формуле

$$G_{\text{сут}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot k}{365}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{год}}$ – годовое потребление газа, т, таблица 2.1;

k – реализация газа через газобаллонные установки, $k = 0,05$.

$$G_{\text{сут}} = \frac{6294,8 \cdot 0,05}{365} = 0,86 \text{ т/сут},$$

$$n = \frac{0,86}{0,021} = 41 \text{ шт.}$$

Принимаем, что к заполнению в течение суток необходимо 41 баллонов.

3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

Для предотвращения повышения давления в резервуарах выше допустимого применяются пружинные запорно-сбросные клапаны типов ППК4, ППК4Р.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) являются устройством, обеспечивающим безопасность эксплуатации оборудования в условиях повышенного давления газа. После сброса необходимого количества среды клапан автоматически закрывается. Установка ПЗК на резервуарах является обязательной, т.к. причин для чрезмерного повышения давления может быть множество. Например:

- 1) нагрев солнечной радиацией или открытым огнем в случае пожара;
- 2) увеличение объема жидкости в случае переполнения при повышении температуры жидкости или отсутствии парового пространства;
- 3) наполнение сжиженным газом, имеющим упругость паров компонентов более высокую, чем та, на которую рассчитан резервуар;
- 4) подача жидкой фазы насосом при переполненном резервуаре и т.д.

Наибольшую опасность представляет нагрев резервуара открытым огнем при пожаре, т.к. резкое повышение давления может привести к его разрушению. Следовательно, ПЗК надо подбирать с такой пропускной способностью, чтобы в случае пожара через них мог пройти весь образующийся пар, имеющий избыточное давление.

Пружинные ПЗК обладают рядом преимуществ перед рычажными: регулировка точнее и тщательнее фиксируется; несложная конструкция; компактная форма; простое исполнение. К ним предъявляются следующие требования:

- 1) клапан должен безотказно срабатывать при достижении предельного давления;
- 2) в открытом положении клапан должен пропускать среду в таком количестве, чтобы дальнейшее повышение давления было невозможным;

3) при снижении давления до значения немного ниже рабочего клапан должен закрыться;

4) в закрытом состоянии после многократных срабатываний клапан должен сохранять герметичность.

В резервуарах должны устанавливаться клапаны, которые должны срабатывать при повышении давления не более чем на 15% от рабочего. При обосновании допускается повышение давления до $1,25P_p$.

Необходимую площадь проходного сечения клапана, мм^2 , в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, рассчитывают по формуле

$$F = \frac{G}{15,9 \cdot a \cdot B \cdot ((P_1 - P_2) \cdot \rho_1)^{1/2}}, \quad (3.6)$$

где G – максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;

a – коэффициент расхода газа клапаном, равный 0,6;

B – коэффициент учитывающий расширение среды, равный 0,72;

P_1 – максимальное избыточное давление газа перед клапаном, равное 2,3 МПа;

P_2 – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

ρ_1 – плотность газа при P_1 и t_1 , кг/м^3 .

Плотность газа при P_1 и t_1 , кг/м^3 , определяется по формуле

$$\rho_1 = \frac{\rho_n \cdot P_1 \cdot T_n}{T_1 \cdot P_n \cdot z}, \quad (3.7)$$

где ρ_n , T_n , P_n – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях соответственно ($\rho_n = 2,29 \text{ кг/м}^3$; $T_n = 273 \text{ К}$; $P_n = 10332 \text{ кг/м}^2$);

T_1 , P_1 – температура и давление в рабочих условиях ($T_1 = 333 \text{ К}$; $P_1 = 23000 \text{ кг/м}^2$);

z – коэффициент сжимаемости реального газа, равный 0,9.

$$\rho_1 = \frac{2,29 \cdot 23000 \cdot 273}{333 \cdot 10332 \cdot 0,9} = 4,64 \text{ кг/м}^3.$$

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, рассчитывается по формуле

$$G = \frac{k \cdot F \cdot (t_{\text{с}} - t_{\text{ж}})}{q}, \quad (3.8)$$

где k – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости, равный $23,2 \text{ Вт/м}^2\text{ч}^\circ\text{С}$;

F – наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-50 $F = 115 \text{ м}^2$;

t_6 – температура окружающей среды, равная $550 \text{ }^\circ\text{С}$;

$t_{жк}$ – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре, равная $60 \text{ }^\circ\text{С}$;

q – скрытая теплота испарения при $t_{жк}=60 \text{ }^\circ\text{С}$ равна $q = 295,48 \text{ кДж/кг} = 1241 \text{ ккал/кг} = 1439,5 \text{ Вт/кг}$.

$$G = \frac{23,2 \cdot 115 \cdot (550 - 60)}{1439,5} = 908,17 \text{ кг/ч.}$$

Пропускную способность, кг/ч, по эмпирической формуле из правил устройства сосудов рассчитывают по формуле

$$G = 1000 \cdot D \cdot \left(Z + \frac{D}{2} \right), \quad (3.9)$$

где D – диаметр резервуара, м, для ПС-50 $D=2,4$ м;

Z – длина резервуара, м, для ПС-50 $Z=11,536$ м.

$$G = 1000 \cdot 2,4 \cdot \left(11,563 + \frac{2,4}{2} \right) = 30566,4 \text{ кг/ч.}$$

Необходимую площадь проходного сечения клапана

$$F_c = \frac{30566,4}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3 - 0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 1362,2 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

$$d = \left(\frac{4 \cdot F_c}{\pi} \right)^{1/2}, \quad (3.10)$$

где F_c – необходимая площадь проходного сечения клапана, мм^2 , по (3.6).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 1362,2}{3,14} \right)^{1/2} = 41,65 \text{ мм.}$$

По [2] подбираем клапан предохранительный полноподъемный марки ППК4-40, $D_y = 50$ мм с пружиной № 117 и пределами регулирования давления 1,8-2,8 МПа.

3.4 Расчет насосного-компрессорного отделения

Для перелива жидкости из ж/д цистерн в резервуары хранилища ГНС используют компрессоры. Компрессоры при сливе ж/д цистерн отсасывают пары бутан –пропана из наполняемой емкости и нагнетают их в ж/д цистерны, создавая в них избыточное давление. Благодаря этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы. Для определения числа компрессоров и их подачи используют опытные и расчетные данные.

При определении подачи компрессоров расчетным путем за основу принимают условие: нагнетаемые пары сжиженного пара имеют повышенную температуру и, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости, способствуя ее испарению и дополнительному повышению давления в испаряемом резервуаре.

Подачу компрессора, кг/ч, для слива 3 железнодорожных цистерн объемом 51 м^3 при $D=2,6 \text{ м}$, $Z=10,8 \text{ м}$, диаметр сливных трубопроводов $d_T=100 \text{ мм}$, приведенная длина трубопровода $l_T=250 \text{ м}$, время слива $\tau=2 \text{ ч}$, $\lambda=0,02$, и плотностью смеси 539 кг/м^3 , определяем по формуле

$$G_{\text{ч}} = \frac{k \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \tau^{1/2}}, \quad (3.11)$$

где k_1 – коэффициент условий охлаждения, примем равным 40;

r – скрытая теплота парообразования, равная 80 кДж/кг ;

τ – время слива, равное 2 ч ;

ΔP – перепад давления в резервуаре, кгс/см^2 , принимается с учетом разности уровня и скоростного напора;

F – поверхность зеркала конденсации, м^2 , определяемая по формуле

$$F = D \cdot Z, \quad (3.12)$$

где D – диаметр цистерны, м;

Z – длина цистерны, м.

$$F=2,6 \cdot 10,8=28 \text{ м}^2.$$

Для определения подачи компрессора необходимо посчитать гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, по формуле

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l_T \cdot \rho \cdot \omega_{\text{ж}}^2}{d_T \cdot 2}, \quad (3.13)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения, равный $0,02$;

l_T – длина трубы, равная $200\text{-}300 \text{ м}$;

ρ – плотность жидкой фазы газа, определенная по формуле (2.6), равная 587,25 кг/м³;

d_T – диаметр трубопровода, равен 0,1 м;

$\omega_{ж}$ – скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с, определяется по формуле

$$\omega_{ж} = \frac{V \cdot k}{f_T \cdot 3600 \cdot \tau}, \quad (3.14)$$

где V_z – объем цистерны (3.51), м³;

k – коэффициент наполнения цистерны, равный 0,8;

f_T – площадь поперечного сечения трубопровода, м²;

τ – время слива, ч, то же, что и в формуле (3.11).

Площадь сечения трубопровода, м², определяем по формуле

$$f_T = \frac{\pi \cdot d_T^2}{4}, \quad (3.15)$$

где d_T – диаметр трубопровода, м.

$$f_T = \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2;$$

$$\omega_{ж} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,00785 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,17 \text{ м/с};$$

$$\Delta P = 0,02 \cdot \frac{250 \cdot 587,25 \cdot 2,17^2}{0,1 \cdot 2} = 69 \ 132,5 \text{ Па} = 0,70 \text{ кгс/см}^2.$$

Учитывая, $\Delta P_{тр}$ находится в пределах 5000-8000, то принимаем $\Delta P = 2 \text{ кгс/см}^2$.

д

Подача компрессора

$$G_{ч} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 24,75 \text{ кг/ч.}$$

Определим среднюю подачу компрессора за 1ч при $\tau_{ср} = \tau/2 = 1$

$$G_{ч}^{ср} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 1^{1/2}} = 35 \text{ кг/ч.}$$

Подача компрессора в первые 5 минут будет равна

$$G_{\text{ч}}^{\text{нач}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 0,083^{1/2}} = 121,49 \text{ кг/ч.}$$

Отсюда принимают подачу компрессора для одной железнодорожной цистерны не больше 121,49 кг/ч и не меньше 24,75 кг/ч. Таким образом, для трех цистерн не более 364,47 и не менее 74,25.

Принимаем к установке поршневые прямоточные аммиачные компрессора [8] АВ-22 с подачей 364,45 кг/ч, при давлении всасывания 0,4 МПа, с установленной мощностью 7,8 кВт и частотой вращения 1440 об/мин, а также АВ-22 с подачей 159,1 кг/ч, при давлении всасывания 0,4 МПа, с установленной мощностью 5,5 кВт и частотой вращения 960 об/мин. Один компрессор с подачей 159,1 кг/ч является резервным.

3.5 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков

В зимнее время сливу остатков должны подвергаться все баллоны.

Число постов для слива определяется по формуле

$$m = \frac{n_{\text{б}} \cdot t_{\text{сл}}}{T_{\text{сл}}}, \text{ шт;} \quad (3.16)$$

где $n_{\text{б}}$ – количество баллонов, шт;

$t_{\text{сл}}$ – время слива баллона, равное 10 мин;

$T_{\text{сл}}$ – в рабочие время, 480 мин.

$$m = \frac{41 \cdot 10}{480} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 пост для слива неиспарившихся остатков.

3.6 Расчет числа газораздаточных колонок

Отпуск сжиженных газов с ГНС в автоцистерны осуществляется через газораздаточные колонки.

Число колонок, шт, определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах по формуле

$$N_k = \frac{G_{\text{сут}}}{g \cdot k \cdot \tau}, \text{ шт} \quad (3.17)$$

где $G_{\text{сут}}$ – суточная реализация газа, т;

g – расчетная производительность колонки, равная 1 т/ч;

τ – время работы колонки в сутки, равное 6 часов;

k – коэффициент использования автотранспорта, равный 0,65.

Суточная реализация газа рассчитывается по формуле

$$G_{\text{сут}} = \frac{G \cdot n}{365}, \quad (3.18)$$

где n – доля реализации газа через групповые установки, равная 0,95;

G – общий расход газа, по таблице 2.1, равен 6294,8 т.

$$G_{\text{сут}} = \frac{6294,8 \cdot 0,95}{365} = 16,38 \text{ т.}$$

Тогда число колонок

$$N_K = \frac{16,38}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем четыре газораздаточных колонки для заправки автоцистерн.

3.7 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов

Сжиженные газы от заводов-поставщиков к потребителям или к базам их приема, хранения и раздачи доставляются в сосудах, работающих под давлением. Доставка является сложным организационно-хозяйственным и технологическим процессом, включающим транспортирование сжиженных газов на дальние расстояния, обработку газов на ГНС, транспортирование их на ближние расстояния для непосредственной доставки газа мелким потребителям.

Опыт эксплуатации показывает, что ГНС должны располагать необходимым автотранспортом для повышения оперативности газоснабжения населения и коммунально-бытовых объектов. Численность подвижного состава, находящегося в эксплуатации на ГНС зависит от количества газа подлежащего перевозке и производительности подвижного состава за единицу времени. При этом подвижной состав, используемый для доставки сжиженного газа может быть представлен в виде транспортных и раздаточных автоцистерн, автомобилей, оборудованные под перевозку баллонов или обычные.

Автомобильные цистерны представляют собой горизонтальные цилиндрические сосуды, в задних днищах которых вварен люк с требуемыми приборами. Транспортные автоцистерны предназначены для перевозки сжиженных газов с заводов-поставщиков до газораздаточных станций или с газораздаточных станций и кустовых баз крупным потребителям и групповым установкам со сливом в их резервуары. Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженных газов потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Грузовые автомобили

предназначены для перевозки баллонов от газораздаточной станции до каждого потребителя.

Автоцистерны наполняют из специальных колонок.

Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

$$A^u = \frac{V_c}{V_u \cdot n}, \quad (3.19)$$

где V_c – среднесуточный расход сжиженного газа, м³;

V_u – полезный объем, для АЦТ-8-130, 6,2 м³;

n – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

Рассчитываем среднесуточный расход газа, м³/сут, по формуле

$$V_c = \frac{Q \cdot k}{\rho \cdot 365}, \quad (3.20)$$

где Q – общий расход газа в год, равный 6294815,2 кг;

ρ – плотность жидкой фазы газа, по (2.6) равная 587,25 кг/м³;

k – доля реализации газа через групповые установки, 0,9.

$$V_c = \frac{6294815,2 \cdot 0,9}{587,25 \cdot 365} = 26,43 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Число рейсов автомобиля в сутки, определяем по формуле

$$n = \frac{t}{\frac{2 \cdot l}{c} + 2 \cdot t_1}, \quad (3.21)$$

где t – время работы в сутки, равное 8 ч;

l – расстояние от ГНС до потребителя, принимаем равное 5 км;

c – средняя техническая скорость автомобиля, равная 40 км/ч;

t_1 – время погрузки-разгрузки, 1,5 ч.

$$n = \frac{8}{\frac{2 \cdot 5}{40} + 2 \cdot 1,5} = 3 \text{ рейса.}$$

Определяем средний объем перевозок, т, одним автомобилем в сутки

$$q_1 = q \cdot n, \quad (3.22)$$

где q – грузоподъемность одного автомобиля, равная 0,8 т;
 n – количество рейсов одного автомобиля в день.

$$q_1 = 0,8 \cdot 2 = 2,4 \text{ т.}$$

Необходимый объем перевозок в сутки, т, определяется по формуле

$$q_2 = \frac{Q}{N} \cdot k, \quad (3.23)$$

где Q – количество реализуемого газа в год, т;
 N – число рабочих дней в году, равное 320 дней;
 k – коэффициент неравномерности, принимается равным 1,5.

$$q_2 = \frac{6294,8 \cdot 1,5 \cdot 0,05}{320} = 1,48 \text{ т}$$

Таким образом, требуемое количество автомобилей, шт, определяем по формуле

$$A_a = \frac{q_2}{q_1}, \quad (3.24)$$

где q_1 – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.20);
 q_2 – общий объем перевозок, т, по (3.21);

$$A_a = \frac{1,48}{2,4} = 1 \text{ шт.}$$

Для перевозки данного количества газа необходима 1 автомашина.

4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары различного объема. Установки газоснабжения с двумя и более резервуарами, предназначенные для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют резервуарными. Они бывают надземными и подземными. Надземные установки, как правило, применяют для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, подземные – для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных жилых многоэтажных и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства. Число резервуаров определяется расчетом, но должно быть не менее двух.

В состав резервуарной установки должны входить: резервуары, трубопроводы обвязки резервуаров по жидкой и паровой фазам, запорная арматура, регуляторы давления газа, предохранительные запорные и сбросные клапаны, показывающие манометры, устанавливаемые до регулятора давления, штуцеры с кранами после регуляторов давления для присоединения контрольного манометра, устройство для контроля уровня сжиженных газов в резервуарах и испарители (в установках с искусственным испарением). Арматура и приборы групповых резервуарных установок должны быть защищены кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

Площадки резервуарных установок должны быть ограждены забором высотой не менее 1,6 м из несгораемых материалов. На их территории должны быть углекислотные огнетушители, ящик с песком и лопата. Число резервуаров в установке определяется характером потребителей, районом установки резервуаров (север, юг и т.д.), расходом газа и объемом используемых резервуаров. Для бесперебойного снабжения населения газом и избежания перегрузки транспорта объем резервуарных установок рассчитывают, исходя из двухнедельного запаса газа. Расчет систем газоснабжения от этих установок с естественным испарением имеет свою специфику, обусловленную процессом теплообмена между грунтом и резервуарами, а также теплопроводностью грунта.

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии с [1], правилами безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора, правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

Схема газоснабжения включает в себя источник газоснабжения (резервуарную установку с естественным испарением), трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Испарение сжиженного газа в резервуарах происходит за счет тепла, поступающего к ним от окружающего грунта.

Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода.

Надежность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от правильности выбора количества резервуаров и точности определения расчетного расхода газа. Расчетным режимом для групповой подземной установки являются зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуар работает в зоне грунта с отрицательной температурой.

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке найдем по формуле

$$N = \frac{V}{V_{рез}^p}, \quad (4.1)$$

где $V_{рез}$ – производительность одного резервуара, м³/ч, по [1], для резервуара объемом 5 м³ равна 1,9 м³/ч;

V_p – расчетный расход газа, м³/ч, при максимально суточном потреблении, рассчитывается по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_z^H}{Q_p^H \cdot 365}, \quad (4.2)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала №2 равно 1664 человека;

K_n – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года, при наличии в квартирах только газовых плит, равен 1,4;

$q_{год}$ – годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах кДж/год, при наличии в квартире газовой плиты и при газоснабжении сжиженным газом $q_{год} = 2800 \times 10^3$ кДж/год;

K_z^H – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1], равный 0,12;

Q_p^H – низшая теплота сгорания газа, по (2.4), равная 95248,5 кДж/м³.

$$V_p = \frac{(1664 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12)}{(95433,25 \cdot 365)} = 22,47 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Количество резервуаров

$$N = \frac{22,47}{1,9} = 12 \text{ резервуаров.}$$

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга, равным диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В результате грунт между ними охлаждается, и производительность каждого резервуара в групповой установке уменьшается. Поэтому производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей такого же количества отдельно стоящих резервуаров, а зависит от расстояния между ними и их взаимного расположения. Все эти факторы учитываются коэффициентом m . Коэффициент принимается в соответствии с [1]. Для восьми резервуаров коэффициент m равен 0,64.

Производительность групповой установки, м³/ч, с учетом теплового влияния резервуаров рассчитывается по формуле

$$V_{уст} = N \cdot V_{рез} \cdot t, \quad (4.3)$$

где N – количество резервуаров, шт, по (4.1);

$V_{рез}$ – то же, что и в (4.1);

t – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{уст} = 12 \cdot 1,9 \cdot 0,64 = 14,59 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для обеспечения бесперебойности снабжения запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на 2 недели. Поэтому следует проверить запас газа, находящийся в резервуарах установки. Определяем запас газа, м^3 , по формуле

$$V_{зап} = N \cdot V_{геом} \cdot h \cdot V_{см}, \quad (4.4)$$

где N – количество резервуаров, шт, по (4.1);

$V_{геом}$ – геометрическая емкость резервуаров, равная 5 м^3 ;

$V_{см}$ – объем паров, образующихся при испарении 1 м^3 сжиженного газа. При испарении 1 м^3 жидкого пропана образуется 269 м^3 пара, а при испарении 1 м^3 бутана 235 м^3 пара;

h – количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками. Начальный уровень заполнения составляет 85%, а остаточный 25-35%, отсюда следует

$$h = 0,85 - (0,25 \dots 0,35) \quad (4.5)$$

Объем паров, м^3 , определяется по формуле

$$V_{см} = \sum x_i \cdot V_i, \quad (4.6)$$

где x_i – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;

V_i – объем компонентов при испарении, м^3 .

$$V_{см} = 269 \cdot 0,85 + 235 \cdot 0,15 = 263,9 \text{ м}^3;$$

$$h = 0,85 - 0,25 = 0,6;$$

$$V_{зап} = 12 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 263,9 = 7917 \text{ м}^3.$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки рассчитывается по формуле

$$Z = \frac{V_{зан}}{V_{сут}}, \quad (4.7)$$

где $V_{зан}$ – объем запаса газа в резервуарных установках, м³, по (4.4);
 $V_{сут}$ – среднесуточный расход газа, м³/сут, определяется по формуле

$$V_{сут} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год}}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.8)$$

где n , K_n , $q_{год}$, Q_n^p – то же, что и в (4.2).

$$V_{сут} = \frac{(1664 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000)}{(95433,25 \cdot 365)} = 187 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{7917}{187} = 42 \text{ суток.}$$

Между заправками резервуаров промежуток времени составляет 46 суток.

4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

Схема газоснабжения включает в себя резервуарную установку, испарительные устройства, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Резервуарные установки сжиженного газа могут оборудоваться емкостями, проточными и комбинированными испарителями.

Количество и требуемую производительность, кг/ч, испарителя необходимо определить исходя из расчетного расхода газа по формуле

$$G = \frac{n \cdot q_{год} \cdot K_n \cdot K_z}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.9)$$

где n , K_n , $q_{год}$, K_z – то же, что и в (4.2);

Q_n^p – низшая теплота сгорания газа, по (2.3), равная 45891,7 кДж/кг.

$$G = \frac{(1664 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12)}{(45891,7 \cdot 365)} = 46,73 \text{ кг/ч};$$

Количество испарителей, шт, определяется по формуле

$$N_U = \frac{G}{G_U}, \quad (4.10)$$

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

G_U – паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации, равная 60 кг/ч.

$$N_U = \frac{46,7}{60} = 1 \text{ испаритель.}$$

Количество резервуаров, шт, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется исходя из расчетного суточного расхода и принятого запаса по формуле

$$N = \frac{Z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (4.11)$$

где Z – число суток между заправками. Принимается в зависимости от радиуса обслуживания, качества автомобильных дорог и климатических условий (от 7 до 30 сут.), принимаем $Z = 30$ суток;

$V_{\text{рез}}$ – емкость одного резервуара, равная 5 м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы газа, м³/кг;

$G_{\text{сут}}$ – среднесуточный расход газа, кг/сут, определяется по формуле

$$G_{\text{сут}} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{\text{год}}}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.12)$$

где n , K_n , $q_{\text{год}}$, – то же, что и в (4.2);

Q_n^p – то же, что и в (4.9).

$$G_{\text{сут}} = \frac{(1664 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 1,4)}{(45891,7 \cdot 365)} = 389 \text{ кг/сут}$$

$$N = \frac{(30 \cdot 389)}{(5 \cdot 587,25)} = 4 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения 450 квартир потребителей потребуется резервуарная установка из 4 резервуаров емкостью 5 м³ и 1 электрического испарителя.

В данном случае возьмем испаритель PROPAN-1-1-100.

В данной установке применяется электрический испаритель сухого типа, т.е. для нагрева СУГ не используется жидкий теплоноситель, и нагрев жидкой фазы осуществляется путём электрического подогрева. После испарителя на трубопроводе паровой фазы расположен конденсатосборник-отсекатель жидкой фазы для избежания попадания конденсата в регулятор давления, который расположен далее на линии выхода паровой фазы СУГ к потребителю через штуцер В.

5 Расчет внутридомового газопровода

В жилые здания газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы состоят из абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами.

Газопровод монтируется в зданиях через нежилые помещения, доступные для осмотра труб.

Газовые стояки прокладывают в кухнях, лестничных клетках или коридорах. Если от одного ввода в жилое здание газ подают к нескольким стоякам, то на каждом из них устанавливают кран или задвижку. Перед каждым газовым прибором устанавливают краны.

Расчет внутридомового газопровода сводится к определению диаметров газопровода при условии бесперебойного снабжения всех потребителей в часы наибольшего газопотребления.

Значение расчетных параметров давления газа при проектировании газовых сетей бытовых, коммунальных и других потребителей принимается в зависимости от предполагаемого давления в месте подключения газовых плит и водонагревателей.

Соппротивление газа в трубопроводах складывается из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях. Соппротивления на трение имеют место по всей длине трубопровода, а сопротивления местные только в местах изменения скоростей, направлений движения газа.

При определении потерь давления в газопроводах низкого давления должны учитываться не только потери на трение и местные сопротивления, но и потери, вызываемые разностью плотностей газа и воздуха, т.е. гидростатический напор.

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

Вычерчиваем аксонометрическую схему внутридомового газопровода, разбиваем на участки, начиная с наиболее удаленного прибора в здании для стояка с максимальным расходом.

На расчетной схеме проставляем номера участков от дальнего прибора до ввода в здание и определяем расходы газа по участкам внутридомовой сети по номинальным расходам газа приборами.

Определяем расчетные расходы газа, м³/ч, по участкам по формуле

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^n} \cdot n_i, \quad (5.1)$$

где K_{oi} – коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по [1];

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч, для двухкомфорочной плиты с духовным шкафом (П2)- 25000 кДж/ч, для четырехкомфорочной плиты $q=40000$ кДж/ч;

Q_p^n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, по (2.4), равная 95433,25 кДж/м³;

n_i – число квартир.

АксонOMETрическая схема внутридомового газопровода показана на рисунке 5.1.

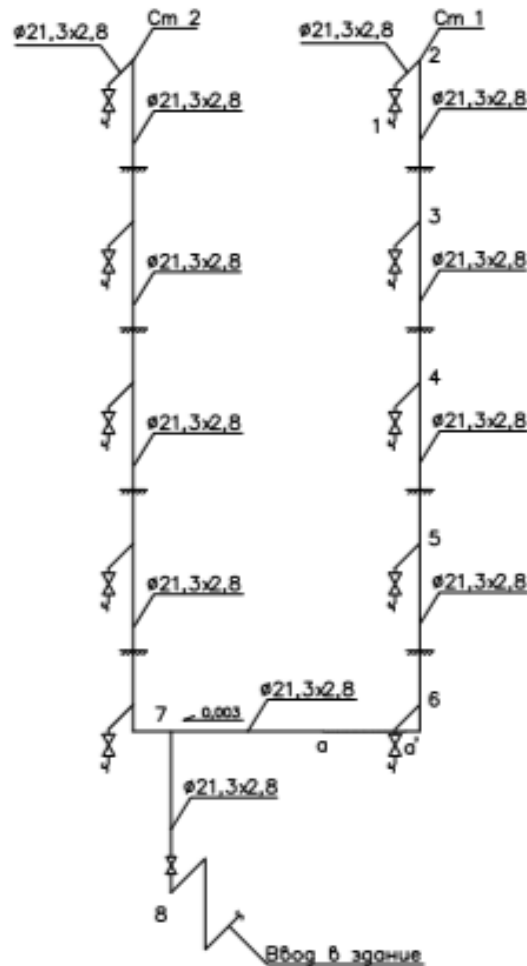


Рисунок 5.1– Расчетная схема внутридомового газопровода

Определяем расчетные длины участков, м, по формуле

$$l_p = l \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \quad (5.2)$$

где l – длина участка по плану, м;

a – процентная надбавка к потерям давления по длине, %. Для внутриквартирных разводов при длине разводки 1-2м – 450%, при длине разводки 2-3 м – 350%, для стояков-20%, на газопроводах от вводов в здание до стояка –25%.

Средние удельные потери давления, Па/м, найдем по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}, \quad (5.3)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 350 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Согласно расчетным расходам газа и средним удельным потерям давления определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме рис. 11.10 [2]. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d \cdot l_p, \quad (5.4)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ – действительные удельные потери давления, Па/м;

l_p – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

$$h_{гидр} = \pm g \cdot Z \cdot (\rho_g - \rho_z), \quad (5.5)$$

где g – ускорение свободного падения, м²/с;

Z – разность высотных отметок, м;

ρ_g – плотность воздуха, кг/м³, $\rho_g = 1,29$ кг/м³;

ρ_z – плотность газа, кг/м³.

В конце расчета находим сумму всех потерь на участках, она не должна превышать располагаемый напор давления. Если потери давления превышают располагаемое давление, то необходимо увеличить диаметры на участках с большими потерями давления.

Расчет расхода газа в соответствии с участком заносится в таблицу 5.1.
Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1– Расход газа на каждом участке

№ уч.	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, K_o	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч
1-2	П4	1	1,0	0,42
2-3	П4	1	1,0	0,42
3-4	2П4	2	0,65	0,54
4-5	3П4	3	0,45	0,57
5-6	4П4	4	0,35	0,59
6-7	5П4	5	0,29	0,61
7-8	10П4	10	0,254	1,06

Таблица 5.2– Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	Длина участка, l , м	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч	Надбавка к потерям давления по длине, a , %	Расчетная длина, l_p , м	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$, Па/м	Диаметр г/пр, d , мм	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$, Па/м	Потери давления на участке $\Delta P_{уч}$, Па	Разность абсолютных отметок, Z , м	Гидростатический напор, $h_{гидр}$, Па	Общие потери давления ΔP , Па
1-2	0,5	0,42	450	2,75	17,5	21,3x2,8	0,69	1,9	0	0	1,9
2-3	3,2	0,42	20	3,84		21,3x2,8	0,69	2,65	3	25,6	28,25
3-4	3,2	0,54	20	3,84		21,3x2,8	1,28	4,92	3	25,6	30,52
4-5	3,2	0,57	20	3,84		21,3x2,8	1,57	6,03	3	25,6	31,63
5-6	3,2	0,59	20	3,84		21,3x2,8	1,77	6,8	3	25,6	32,4
6-7	2,9	0,61	25	3,625		21,3x2,8	1,96	7,1	0,5	4,27	11,37
7-8	3,8	1,06	25	4,75		21,3x2,8	5,1	24,23	4	34,14	58,37
				$\Sigma 26,5$							

6 Расчет внутриквартильного газопровода

Расчет ведется для квартального газопровода низкого давления. Расчетный перепад давления принимается 250 Па, потери давления местных сопротивлений учитываются с помощью десятипроцентной надбавки к потерям давления по длине.

Расчет считается законченным, если суммарные потери давления по наибольшей магистрали не превышают 250 Па.

Схема внутриквартильного газопровода представлена на рисунке 6.1.

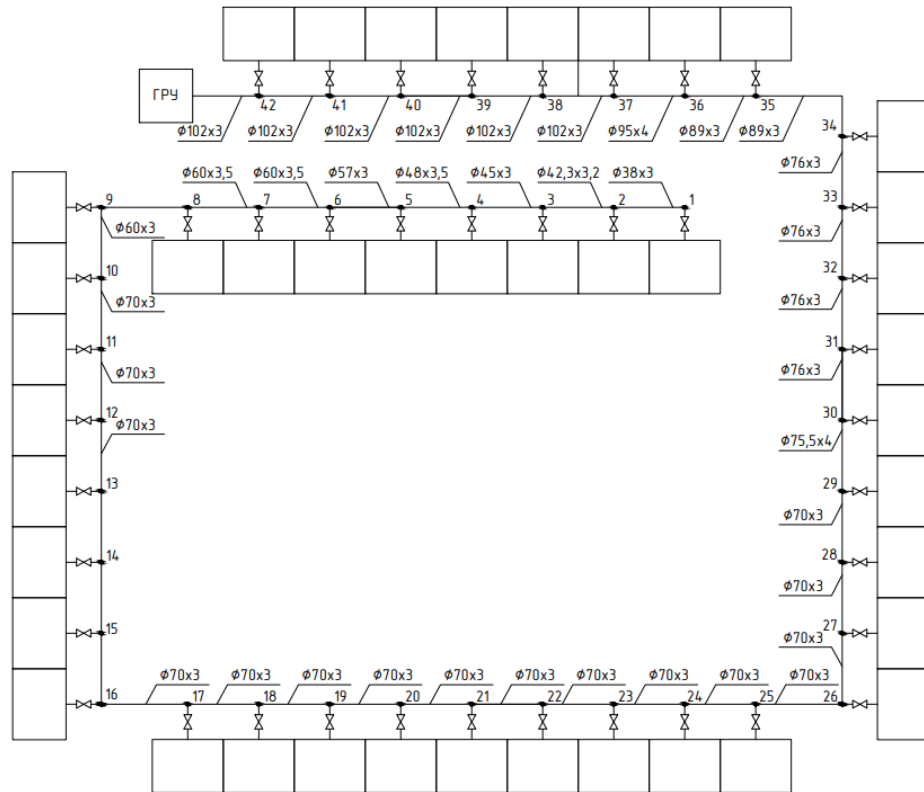


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартильного газопровода

Расчетные расходы газа, м³/ч, на участках определяются по формуле

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^n} \cdot n_i, \quad (6.1)$$

где K_{oi} – коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по [1];

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч, для четырехконфорочной плиты $q=40000$ кДж/ч;

Q_p^n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

n_i – количество квартир.

После расчета расходов газа по участкам полученные значения заносятся в таблицу 6.1.

Количество подъездов в квартале определяется по формуле

$$N_{под} = \frac{N_{ном}}{K_{сем} \cdot N_{кв}}, \quad (6.2)$$

где $N_{ном}$ – количество потребителей в квартале, равное 1664 чел;

$K_{сем}$ – коэффициент семейности, равный 3,7;

$N_{кв}$ – количество квартир в одном доме, равное 10 шт.

За расчетный квартал принимаем квартал №2.

$$N_{под} = \frac{1664}{3,7 \cdot 10} = 42 \text{ подъезд.}$$

Принимаем 2 дома из 8 секций и 2 дома из 9 секций и 1 дом из 12 секций.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (6.3)$$

где l – длина участка по плану, м.

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp}, \quad (6.4)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Согласно расчетным расходам газа и средним удельным потерям давления определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме рис. 11.10 [2]. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l} \right)_d \cdot l_p, \quad (6.5)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o$ – действительные удельные потери давления, Па/м;
 l_p – расчетная длина участка, м.

По окончании расчета находим сумму всех потерь по участкам, итог не должен превышать располагаемый напор давления. Если потери давления превышают располагаемое давление, то необходимо увеличить диаметры на участках с большими потерями давления.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – Расход газа для участков внутриквартального газопровода

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	K_0	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$
1-2	10П4	10	0,254	1,05
2-3	20П4	20	0,235	1,94
3-4	30П4	30	0,231	2,86
4-5	40П4	40	0,227	3,75
5-6	50П4	50	0,223	4,61
6-7	60П4	60	0,22	5,45
7-8	70П4	70	0,217	6,28
8-9	80П4	80	0,214	7,07
9-10	90П4	90	0,212	7,88
10-11	100П4	100	0,21	8,68
11-12	110П4	110	0,21	9,55
12-13	120П4	120	0,21	10,41
13-14	130П4	130	0,21	11,28
14-15	140П4	140	0,21	12,15
15-16	150П4	150	0,21	13,02
16-17	160П4	160	0,2	13,22
17-18	170П4	170	0,2	14,05
18-19	180П4	180	0,2	14,88
19-20	190П4	190	0,2	15,7
20-21	200П4	200	0,2	16,53
21-22	210П4	210	0,2	17,35
22-23	220П4	220	0,2	18,18
23-24	230П4	230	0,2	19,01
24-25	240П4	240	0,2	19,83
25-26	250П4	250	0,2	20,66
26-27	260П4	260	0,19	20,41
27-28	270П4	270	0,19	21,2
28-29	280П4	280	0,19	21,98

29-30	290П4	290	0,19	22,77
30-31	300П4	300	0,19	23,55
31-32	310П4	310	0,19	24,34
32-33	320П4	320	0,19	25,12
33-34	330П4	330	0,19	25,91
34-35	340П4	340	0,19	26,69
35-36	350П4	350	0,19	27,48
36-37	360П4	360	0,18	26,78
37-38	370П4	370	0,18	27,52
38-39	380П4	380	0,18	28,26
39-40	390П4	390	0,18	29,01
40-41	400П4	400	0,18	29,75
41-42	410П4	410	0,18	30,49
42-43	420П4	420	0,18	31,24
43-44	430П4	430	0,18	32,44
44-45	440П4	440	0,18	33,2
45-ГРУ	450П4	450	0,18	33,95

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч	Длина участка, l , м	Расчетная длина участка, l_p , м	Диаметр г/пр. d , мм	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$, Па/м	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o$, Па/м	Общие потери давления ΔP , Па
1-2	1,06	16,11	17,72	33,5x3,2	0,468	0,25	4,43
2-3	1,97	16,11	17,72	38x3,0		0,23	4,08
3-4	2,9	16,11	17,72	42,3x3,2		0,2	3,54
4-5	3,81	16,11	17,72	48x3,5		0,2	3,54
5-6	4,67	16,11	17,72	48x3,5		0,34	6,02
6-7	5,53	16,11	17,72	48x3,5	0,468	0,5	8,86
7-8	6,37	16,11	17,72	48x3,5		0,6	10,63
8-9	7,18	19,62	21,58	57x3,0		0,24	5,18
9-10	8	16,11	17,72	57x3,0		0,32	5,67
10-11	8,8	16,11	17,72	57x3,0		0,43	7,62
11-12	9,68	16,11	17,72	60x3,5		0,43	7,62
12-13	10,56	16,11	17,72	60x3,5		0,48	8,51
13-14	11,44	16,11	17,72	60x3,0		0,46	8,15
14-15	12,32	16,11	17,72	70x3,0		0,21	3,72
15-16	13,2	16,11	17,72	70x3,0		0,22	3,9

16-17	13,41	19,62	21,58	70x3,0		0,23	4,96
17-18	14,25	16,11	17,72	70x3,0		0,3	5,32
18-19	15,09	16,11	17,72	70x3,0		0,35	6,2
19-20	15,93	16,11	17,72	70x3,0		0,36	6,38
20-21	16,77	16,11	17,72	75,5x4,0		0,29	5,14
21-22	17,6	16,11	17,72	75,5x4,0		0,35	6,2
22-23	18,44	16,11	17,72	75,5x4,0		0,355	6,29
23-24	19,28	16,11	17,72	76x3,0		0,31	5,49
24-25	20,12	16,11	17,72	76x3,0		0,35	6,2
25-26	20,96	19,62	21,58	76x3,0		0,36	7,77
26-27	20,71	16,11	17,72	76x3,0		0,37	6,56
27-28	21,5	16,11	17,72	76x3,0		0,38	6,73
28-29	22,3	16,11	17,72	76x3,0		0,45	7,97
29-30	23,09	16,11	17,72	88,5x4,0		0,24	4,25
30-31	23,89	16,11	17,72	88,5x4,0		0,28	4,96
31-32	24,69	16,11	17,72	88,5x4,0		0,29	5,14
32-33	25,48	16,11	17,72	88,5x4,0		0,31	5,49
33-34	26,28	16,11	17,72	88,5x4,0		0,33	5,85
34-35	27,08	28,8	31,68	88,5x4,0		0,38	12,04
35-36	27,87	16,11	17,72	88,5x4,0		0,41	7,27
36-37	27,16	16,11	17,72	88,5x4,0		0,38	6,73
37-38	27,91	16,11	17,72	89x3,0		0,23	4,08
38-39	28,67	16,11	17,72	89x3,0		0,24	4,25
39-40	29,42	16,11	17,72	100x4,0		0,14	2,48
40-41	30,18	16,11	17,72	100x4,0		0,16	2,84
41-42	30,93	16,11	17,72	108x4,0		0,12	2,13
42-43	31,69	16,11	17,72	108x4,0		0,13	2,15
43-44	32,44	16,11	17,72	114x4,0		0,13	2,3
44-45	33,2	16,11	17,72	114x4,0		0,13	2,3
45-	33,95	15	16,5	114x4,0		0,11	1,82
				Σ	587,5	Σ	248,76

Расчет выполнен верно, т.к. 248,76 Па < 250 Па.

7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной

В котельной установлен 1 котел КОВ-80С. Котельная предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ с теплотой сгорания равной 95433,25 кДж/м³.

Газорегуляторные установки (ГРУ) размещают в котельной вблизи от ввода газопровода в котельном зале или в смежном помещении, соединенном с ним открытым проемом. Оборудование и приборы ГРУ должны быть защищены от механических повреждений и от воздействия сотрясения и вибраций, а место размещения ГРУ освещено. Оборудование ГРУ, к которому возможен доступ лиц, не связанных с эксплуатацией газового хозяйства, должно иметь ограждение из несгораемых материалов. Расстояние между оборудованием или ограждением и другими сооружениями должно быть не менее 0,8 м. Ограждение ГРУ не должно препятствовать проведению ремонтных работ

7.1 Расчет внутрикотельного газопровода

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов среднего давления.

Газопровод разбиваем на участки согласно общепринятым правилам. Замеряем длины участков по плану. Далее используя номограмму для гидравлического расчета газопроводов среднего и высокого давления, определяем среднюю потерю давления на протяжении всего газопровода, далее диаметры участков газопровода, потери давления по участкам. После вычисляем начальное и конечное давление по участкам.

Расчетный перепад давления $\Delta P = 250$ кПа

Схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

Потери давления в местных сопротивлениях принимаем в отношении 10% к потерям давления по длине.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (7.1)$$

где l – длина участка по плану, м.

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp}, \quad (7.2)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l} \right)_o \cdot l_p, \quad (7.3)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o$ – действительные удельные потери давления, Па/м;
 l_p – расчетная длина участка, м.

Расчет сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет внутрикотельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа Q_p , м ³ /ч	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{cp}$, Па/м	Потери давления ΔP , Па	Конечное давление на участке, Па
0-1	10,45	4	68,5	63x5,8	1200	39	1161
1-2	9,2	30	3,5	32x3,2	1161	11	1150
2-3	9,2		5	25x2,8	1150	106	1044
Σ			77,5			156	

Расчет выполнен, т.к. $156 < 250$ Па.

7.2 Общее описание котла КОВ-80С

Котлы КОВ предназначены для отопления домов, коттеджей и квартир, оборудованных системой водяного отопления с рабочим давлением воды до 0,1МПа. Котел КОВ-80С газовый со стальным теплообменником, работает на сжиженном газе, применяется для отопления жилых домов, коттеджей, офисов, объектов соцкультбыта и т.д., оборудованных системами водяного отопления с принудительной циркуляцией. Котел газовый может работать с бойлерами, а также на природном газе.

Котел состоит из следующих основных узлов: теплообменника, горелки, датчиков безопасности по тяге и по предельной температуре², указателя работы запальника, пьезорозжига, индикатора температуры, а в котел КОВ– дополнительно входит медный змеевик.

Термогенератор (ТГ), находящийся в пламени запальной горелки, после открытия клапана вырабатывает термоЭДС, которая подается на обмотку электромагнита входного клапана газового клапана³ газогорелочного устройства.

Электромагнит (ЭМК) удерживает клапан в открытом положении – газ поступает на запальную и основные горелки, входящие в состав газогорелочного устройства. На шкале регулятора газового клапана³ задается величина температуры, выходящей из котла воды

При достижении заданной температуры воды клапан терморегулятора прикрывается и уменьшает поступление газа на основные горелки, автоматически регулируя теплопроизводительность.

Датчик безопасности по тяге или датчик безопасности по предельной температуре разрывают цепь питания электромагнита входного клапана при нарушении тяги в топке или нагреве выходящей воды свыше 95°C соответственно, входной клапан перекрывает проход газа на основные и запальную горелки, горелки гаснут. Термогенератор остывает и прекращает вырабатывать ЭДС. Розжиг горелки производится вручную после устранения причин, вызвавших прекращение тяги в топке или перегрев выходящей воды.

Технические характеристики котла КОВ-80С:

- Номинальная тепловая мощность (кВт)80
- КПД (%)89
- Номинальное давление газа (кПа)1,3
- Расход газа (м³/ч)9,2
- Диаметр патрубка дымохода (мм)200

Отличительными особенностями котла КОВ-80С являются:

- автоматическое регулирование теплопроизводительности котла в диапазоне от 100% до 25% номинальной теплопроизводительности в аналоговом режиме (горелка не гаснет) и в диапазоне меньше 25% - в релейном режиме (погасание-зажигание горелки). Это обеспечивает экономию газа и, в конечном итоге, экономит Ваши деньги;

- подача газа к основным горелкам происходит только при наличии пламени на запальной горелке;

- прекращение подачи газа на газогорелочное устройство при аварийном отключении газа, при перегреве воды в теплообменнике, при погасании пламени на запальной горелке, при засорении дымохода (нарушении тяги);

- наличие пьезорозжига поможет Вам зажечь горелку;

- наличие указателя работы запальника поможет Вам контролировать работу запальной горелки;

- возможность использования котла с принудительной циркуляцией отопительной воды и в системах отопления закрытого типа с обязательной установкой расширительного бака и предохранительного клапана (предохранительный клапан не должен быть отсечен от котла никаким запорным устройством).

Технические требования к размещению и установке:

Объем помещения, в котором устанавливается котел, должен соответствовать СП41-108-2004.

Расстояние между облицовкой котла и стенами должно быть не менее:

- 150 мм сзади, справа и слева;
- 900 мм спереди.

В помещении, в котором устанавливается котел, предусмотреть поступление необходимого количества воздуха для горения и вентиляции через проемы около пола и потолка.

Суммарная площадь отверстий проема выбирается из расчета 1 см² на каждые 225 Вт мощности газогорелочного устройства.

Помещение должно быть достаточно просторным для беспрепятственного доступа к котлу при проведении профилактических работ.

Указания по монтажу:

Перед монтажом и эксплуатацией внимательно ознакомьтесь с правилами и рекомендациями, изложенными в настоящем руководстве.

Монтаж, инструктаж по эксплуатации, запуск в работу, профилактическое обслуживание и ремонт котла производятся специализированной организацией и местным управлением газового хозяйства в соответствии с ПБ12-529-2003, утвержденными Ростехнадзором РФ, и строительными нормами и правилами СНиП 41-01-2003 и СП 41-108-2004 Госстроя РФ с обязательным заполнением контрольного талона на установку котла.

При нарушении правил, изложенных в настоящем руководстве, котел гарантийному ремонту не подлежит.

Подключение котла к газовой магистрали производится через отверстие в боковой стенке. Патрубок и прокладка, как правило, входят в комплект поставки. Проверьте герметичность мест соединения обмыливанием.

Запрещается использовать пламя или искру для обнаружения утечки газа. Для этой цели можно использовать только мыльную пену, специально предназначенные жидкие составы или спец. течеискатели.

На выходном патрубке системы отопления для котлов КОВ установите шаровой кран с проходным диаметром Вашей системы. Кран необходим для отключения системы отопления и обеспечения работы системы горячего водоснабжения в неотапливаемый период.

Горизонтальные участки трубопроводов системы отопления необходимо выполнять с уклоном не менее 10 мм на 1 м в сторону нагревательных приборов (отопительных радиаторов) и от нагревательных приборов к котлу.

При установке котла в неотапливаемом помещении или при прохождении трубопроводов через открытое пространство или неотапливаемое помещение их необходимо тщательно утеплить.

Расширительный бачок устанавливается в верхней точке стояка, желательно в отапливаемом помещении. При установке бачка в неотапливаемом помещении трубопроводы, бачок и сливную трубу необходимо тщательно утеплить.

В системе отопления не должно быть участков, в которых возможно образование воздушных «пробок».

Трубопроводы, нагревательные приборы (отопительные радиаторы) и места соединений должны быть герметичны, подтеки воды не допускаются. 9

Требования к системе отопления:

До начала монтажа и перед эксплуатацией необходимо несколько раз промыть систему отопления.

Материалы, используемые при монтаже, должны быть очищены от грязи, ржавчины, окалины и т.п.

Материалы, используемые при монтаже (трубы, фитинги, фильтры и др.), должны быть сертифицированы и разрешены к применению.

В системе отопления, горячего водоснабжения могут применяться различные виды труб: медные, стальные, пластиковые с алюминиевой фольгой и т.д.

На вход в котел отопительной обратной воды рекомендуется установить фильтр (шламосборник, грязесборник с сетчатым фильтром) и производить периодическую чистку фильтра.

После окончания монтажа провести гидравлические испытания и устранить возможные протечки.

Во избежание образования накипи на внутренних стенках теплообменника котла, которая ухудшает теплообмен и уменьшает КПД, а также сокращает срок службы, приводит к прогару теплообменника, необходимо заполнять котел и систему отопления дистиллированной или специально подготовленной водой.

Подключить газовый клапан через переходной патрубок из комплекта поставки к газовой трубе, установив прокладку из комплекта поставки.

Газовая часть горелки состоит из 2 труб: основной и запальной, которая расположена внутри основной по ее оси. Угольник, через который поступает в горелку газ, имеет прилив с отверстием для ввода запальной трубки, ее крепления и уплотнения. Второй конец основной трубки снабжен внутренней заглушкой с отверстием в центре для пропуска запальной трубки, питание которой газом осуществляется по самостоятельному газопроводу через блок соленоидов автоматики. Горелка имеет 2 электрода, заключенные в фарфоровые трубки. Электроды фиксированы относительно трубы хомутами. Электрод служит для зажигания газа, выходящего из запальной трубки, искрой, возникающей между электродом и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии около 30 мм от его торца на трех стержнях закреплен стабилизирующий плоский диск. При наличии устойчивого запального пламени через второй электрод, являющийся контрольным и омываемым пламенем, поступает сигнал на подачу газа в основную трубу. Из трубы газ выходит через 3 ряда отверстий просверленных на боковой поверхности в шахматном порядке, под углом 90° к потоку воздуха.

Воспламеняется газоздушная смесь от стационарного запальника. Постоянно горящий запальник, а также наличие специальной шайбы пути движения потока смеси обеспечивает надежную стабилизацию факела горелки на любых режимах ее работы. Смешение газа с воздухом заканчивается в смесителе. К котлу горелку крепят с помощью фронтального листа, покрытого со стороны топки тепловой изоляцией.

Отвод продуктов сгорания от котла производится в проектируемый дымоход ф200 мм (фирмы ООО «КДМ» г. Нижний Новгород) из нержавеющей стали первый контур - по AISI 430: сталь не-ржавеющая, коррозионностойкая, жаропрочная до 8500С, ГОСТ 5382-75., изоляционный материал: минеральная вата с температурой плавления волокон не ниже 10000С, производимая из

сырьевой смеси на основе горных пород базальтовой группы; второй контур - Сталь оцинкованная ГОСТ 14918-80.

Узлы стыковых соединений дымоходов должны располагаться на расстояниях, обеспечивающих удобство их монтажа, обслуживания и ремонта.

Вентиляция котельной естественная, приточно-вытяжная предусматривается через проек-тируемую вентиляционную трубу $\phi 150$ мм (сталь оцинкованная ГОСТ 14918-80. фирмы ООО «КДМ» г. Нижний Новгород). Приток воздуха осуществляется через устанавливаемую жалюзийную решетку СТД 5289, размером $150 \cdot 580$ мм, $F_{ж.с.} = 0,06 \text{ м}^2$.

$$F = \frac{V}{v \cdot 3600}, \quad (7.4)$$

$$F = \frac{24,1}{1 \cdot 3600} = 0,06 \text{ м}^2.$$

Вентиляция кухни естественная, предусматривается через устанавливаемую вентиляционную изолированную трубу диаметром 150 мм снаружи здания, обеспечивающий трехкратный воздухообмен в час. На вентиляционном канале должна быть установлена вентиляционная решетка с живым сечением не менее 250 см^2 . Приток воздуха через форточку и дверной проем.

7.3 Расчет ГРУ для котельной

Количество резервуаров, необходимое для газоснабжения котельной, определяется исходя из расчетного суточного расхода по формуле

$$N = \frac{z \cdot G}{V_{рез} \cdot \rho_{ж}}, \quad (7.5)$$

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;

G – суточный расход газа, кг/сут;

$V_{рез}$ – объем резервуара, м^3 ;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G = Q_p \cdot \rho \cdot n, \quad (7.6)$$

где Q_p – расчетный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$;

ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, $\text{кг}/\text{м}^3$;

n – часы в сутках.

$$G=9,2 \cdot 2,126=19,56 \text{ кг/ч};$$

$$G_{\text{сум}}=19,56 \cdot 24=469,44 \text{ кг/сут};$$

$$N=\frac{10 \cdot 469,44}{5 \cdot 587,25}=2 \text{ шт.}$$

По производительности котельной выбираем тип испарителя—змеевиковый, производительностью 100 кг/ч.

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (7.7)$$

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

G_u – паспортная производительность испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации.

$$N=\frac{9,56}{100}=1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 электрический испаритель.

8 Технология возведения инженерных систем

Трассировка газопроводов по территориям населенных пунктов, внутри кварталов или дворов должна обеспечивать наименьшую протяженность газопроводов и ответвлений от них к жилым зданиям, а также максимальное удаление от подземных строений и не напорных подземных коммуникаций. Трассировка газопроводов по незастроенным территориям должна производиться с учетом планировки будущей их застройки.

8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы- трубы стальные бесшовные ГОСТ 32.62.75.

Трубы соединяют на сварке. Резьбовые соединения применяют для установки запорной арматуры и газовых плит. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные части применяют из ковкого чугуна и спокойной стали.

Для уплотнения резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовыми белилами (суриком), или уплотняют лентой фум. При

сварке применяют электроды. Для сниженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, которые устанавливаются таким образом, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

8.1.1 Подготовительные работы

К началу монтажа работ по внутреннему газооборудованию должны быть выполнены работы по устройству междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, а так же монтироваться газопроводы и арматура; отверстий для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

Должны быть выполнены: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен, около которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; окраска полов в местах установки газовых приборов. Помещения кухонь должны быть оснащены форточками. После приемки составляем акт о приемке объекта под монтаж.

8.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах (рисунок 8.1). Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, проложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100 м.

Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. При разметке опор нужно учитывать необходимость крепления труб в местах арматуры, поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах следует размещать так, чтобы пробка была параллельна стене. Стояки газопровода устанавливают вертикально с допустимым отклонением 2 мм на 1 м высоты. Для установки арматуры и оборудования необходимо применение сгонов. Расстояние от стенки до трубы в свету должно быть не менее радиуса трубы.

Запорную арматуру до установки ревизируют, удаляют смазку и проверяют сальники, прокладки на герметичность.

Ввод газопровода в зданиях, располагают в нежилых, доступных для осмотра помещениях (лестничная клетка).

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, следует окрашивать. Для окраски следует применять водостойкие лакокрасочные материалы.

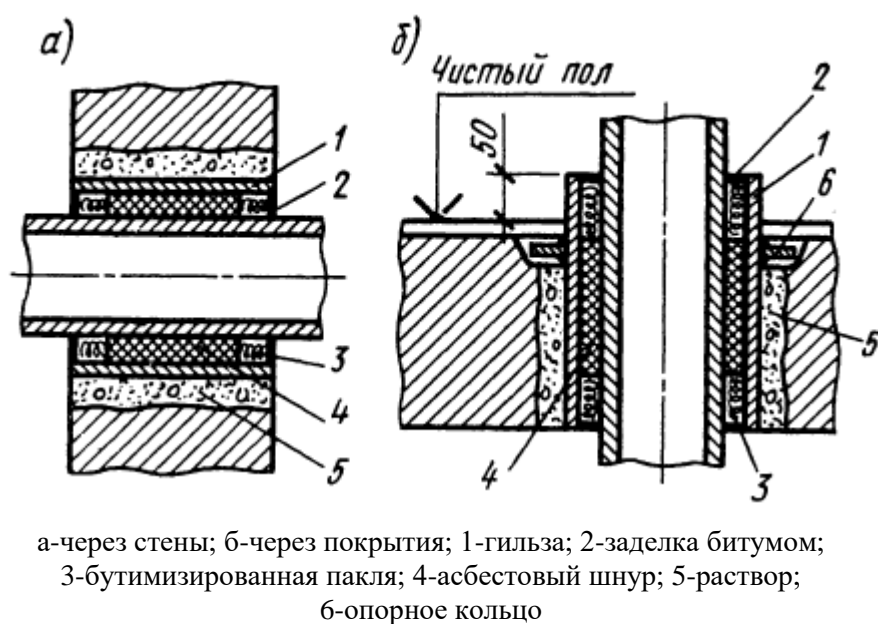


Рисунок 8.1- Футляры (гильзы) для прокладки газопроводов

8.1.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При пневматическом испытании давлением 0,01 МПа применяют жидкостные V-образные манометры.

При большем давлении можно использовать V-образные ртутные и пружинные манометры. Испытания проводят при отключенном оборудовании. В жилых зданиях газопровод низкого давления испытывают воздухом на прочность давлением равным 0,01 МПа. При снабжении сжиженным газом испытательное давление равно 5 кПа с подключенными приборами. Газопровод считают выдержавший испытание на плотность, если падение давления в нем в течении 5 мин не превышает 200 Па. Испытание внутренних газопроводов на плотность проводят после выравнивания температуры внутри газопровода и окружающей среды.

Пуск газа в газовую сеть осуществляется эксплуатирующей организацией в присутствии представителя монтажной организации.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

8.2 Монтаж подземного газопровода

8.2.1 Подготовительные работы

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории города. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

- 1) нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;
- 2) вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;
- 3) разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявкам по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации.

Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

8.2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Через каждые 100-150 метров устанавливаются пешеходные мостики. Монтаж газопровода в траншею изображен на рисунке 8.2.

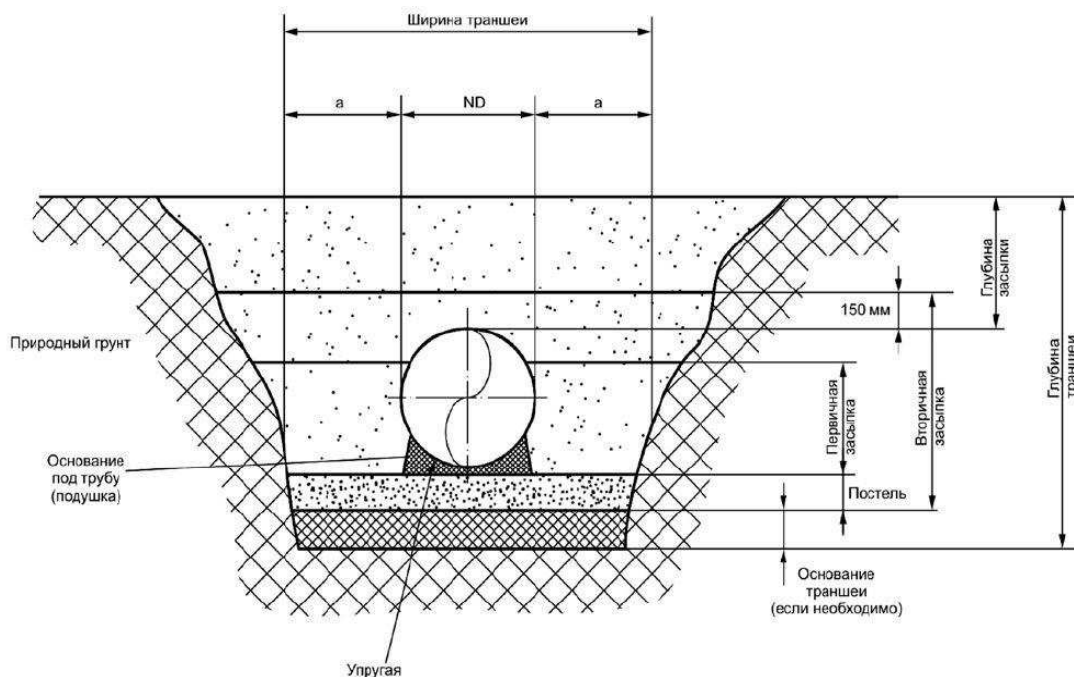


Рисунок 8.2-Монтаж газопровода в траншею

8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

8.3 Монтаж трубопроводов

Монтаж производится в соответствии со СНиП 2.04.08-87* «Наружные газопроводы, сооружения».

Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плеть по оси.

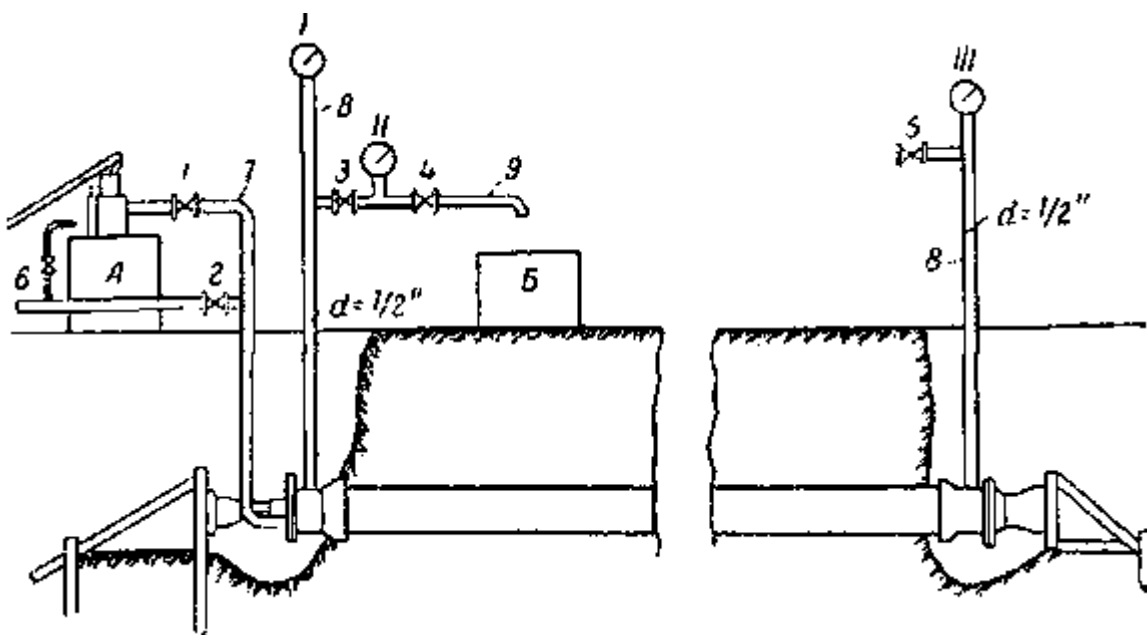
В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрываются прямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

8.4 Предварительное испытание газопровода

Для начала требуется очистка внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток - испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания представлена на рисунке 8.3.



I, II, III – манометры; А – гидравлический пресс; Б – мерный сосуд; 1, 2, 3, 4, 5 – вентили; 6 – труба для заполнения трубопровода; 7 – труба гидравлического пресса; 8 – стояки; 9 – труба для выпуска воды в мерный сосуд Б

Рисунок 8.3 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

8.5 Монтаж резервуаров

Перед монтажом резервуаров должен быть открыт котлован до проектной отметки, защищено и спланировано дно котлована.

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется утрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0,02 в сторону горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана марки КС- 1562 А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами $d = 50$ мм.

При двух подземных резервуарах один из них оборудуется специальной редуцированной головкой, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли. Резервуары соединены между собой трубопроводами паровой и жидкой фазами. В редуцированной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

Монтажные конструкции, изделия и детали должны поступать на монтажную площадку в готовом виде.

Все такелажные операции: разгрузка, погрузка и перемещение оборудования или его отделочных устройств, узлов в монтажной зоне, а также подъем и установка в проектное положение при монтаже, надлежит производить так, чтобы была обеспечена полная сохранность оборудования.

Групповые установки сжиженного газа после окончания их строительства должны быть испытаны и приняты комиссией, назначенной заказчиком в составе его представителей, а также представителей строительно-монтажной организацией треста.

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см^2 при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 м. За условную отметку 0.000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру

групповая установка резервуаров ограждается оградой из металлической сетки по железобетонным столбам высотой 1,6 м по серии 3.017-1.

Столбы ограды устанавливаются в предельно пробуренные скважины с последующей заливкой бетона марки 100. Угловые столбы ограды устанавливаются на фундаменты.

При привязке проекта необходимо откорректировать глубину заложения фундаментов резервуаров с учетом местных гидрогеологических условий.

8.6 Изоляция трубопровода

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применить битумно-резиновую весьма усиленную изоляцию при толщине слоя 9 мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего воздуха) от стекания битума в момент его нанесения в полевых условиях, а так же от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия обертывают крафт-бумагой. Применение весьма усиленной изоляции обосновывается тем, что грунты городские, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

8.7 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером марки Д-492А с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и [1].

8.8 Окончательное испытание газопровода

Испытания на прочность и плотность газопровода (рисунок 8.4) должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0,1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ III-29-76 «Правила производства и приемки работ».

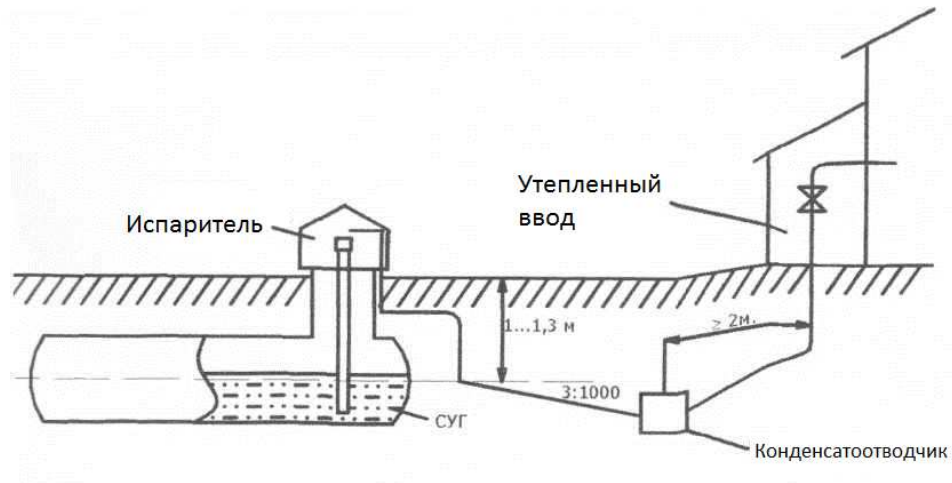


Рисунок 8.4 – Испытание газопровода

8.9 Определение объема земляных работ

Объем траншеи для укладки газопровода

Глубину траншеи определяем из условия, что газопровод групповых установок сжиженного газа укладывают на глубину не выше осевой линии резервуара с учетом уклона в сторону групповой установки 0.002. Трассу дворового газопровода разбиваем на 3 участка.

Ширину траншеи принимаем равной 0,5 м, крутизну естественного откоса 1:0,5. Расчет производим по Формуле Винклера:

$$V = \left[\frac{F_1 + F_2}{2} - \frac{m(H_1 - H_2)^2}{b} \right] l, \quad (8.1)$$

где H_1 и H_2 - глубина участка траншеи в сечениях F_1 и F_2 ;

m – крутизна естественного откоса;

l - длина траншеи.

Объем земельных работ на вводах равен $1,38 \cdot 2 \cdot 12 = 33 \text{ м}^3$.

Объем котлована для установки ГРУ

Объема котлована определяем по формуле Мурзо:

$$V = \frac{h_{cp}}{6} [(2a + a_1)b + (2a_1 + a)b_1], \quad (8.2)$$

$$V = \frac{2,69}{6} [(2 \cdot 6,5 + 4,4) \cdot 9 + (2 \cdot 4,4 + 6,5) 6,4] = 114 \text{ м}^3$$

Схема котлована показана на рисунке 7.1.

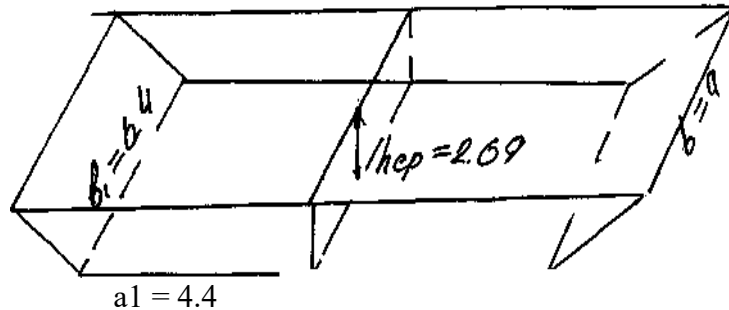


Рисунок 8.5– Схема котлована

Обратная засыпка котлована складывается из объема, вытесняемого фундаментом, резервуарами, трубопроводами обвязки и плюс объем насыпи над групповой установкой.

Объем насыпи равен $8 \cdot 7 \cdot 0,3 = 16,8 \text{ м}^3$

Объем резервуаров находим $5,16 \cdot 6 = 30,96 \text{ м}^3$

Объем трубопроводов рассчитывается как $3,14 \cdot 0,057 \cdot 8 = 0,1 \text{ м}^3$

Объем фундаментов равно $0,5 \cdot 0,5 \cdot 2,5 \cdot 4 = 2,5 \text{ м}^3$

$V_{\text{кот.}} = 114 - 2,5 - 0,1 - 10,3 + 16,8 = 118 \text{ м}^3$, т.е. необходимо довозить грунт в количестве 4 м^3 .

Количество грунта для устройства основания газопровода равно

$V_{\text{осн.}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 215 = 10,8 \text{ м}^3$.

При отрыве траншеи следует производить срезку растительного грунта по формуле

$$V_{\text{срез}}^{Tp} = F_{\text{ср}} \cdot \ell, \text{ м}^3, \quad (8.3)$$

где $F_{\text{ср}}$ – площадь срезки, м^2 .

$$V_{\text{срез}}^{Tp} = 477 \cdot 0,2 = 95,4 \text{ м}^3.$$

Объем грунта разрабатываемого экскаватором рассчитывается по формуле

$$V_3 = V^T - (V_p^T + V_{\text{ср}}^T), \quad (8.4)$$

$$V_3 = 431 - (10,8 + 95,4) = 324,8 \text{ м}^3.$$

Объем грунта засыпаемого вручную определяется по формуле

$$V_{p.з.} = V_0 - V_B, \quad (8.5)$$

$$V_{p.з.} = 391 - 377 = 14 \text{ м}^3.$$

Объем грунта засыпаемого бульдозером

$$V_B = (B_{pz} + H_B : m) H_B \cdot \ell / K_{кр}, \quad (8.6)$$

$$V_B = 377 \text{ м}^3.$$

Общий объем грунта по выемке в траншее равен

$$V_T = 398 + 33 = 431 \text{ м}^3.$$

Общий объем грунта, подлежащего выемке равен

$$V_T = 431 + 114 = 545 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки

Объем грунта для обратной засыпки определяют с учетом коэффициента остаточного разрыхления $K_{op} = 1,06$

$$V_o = \frac{V - V_{кол} - V_{труб}}{K_{op}}, \quad (8.7)$$

где V - объем вынутого грунта;

$V_{рез}$ - объем резервуаров с учетом горловины;

$V_{труб}$ - объем грунта, вытесняемого трубопроводами с учетом песчаной подготовки.

Объем грунта, вытесняемого газопроводами равен

$$V_{труб} = \pi r^2 \ell, \quad (8.8)$$

где r берется с учетом изоляции весьма усиленной, равной 0,009 м

$$V_o = \frac{431 - 14,94 - 10,3 - 0,1}{1,06} = 391 \text{ м}^3.$$

Объем земляных работ для котлована и грунта обратной засыпки подсчитываем по вышеизложенной методике.

Объем срезки растительного слоя $V_{ср} = 12 \text{ м}^3$.

Объем грунта разрабатываемого экскаватором $V_э = 99 \text{ м}^3$.

Объем грунта Объем грунта разрабатываемого вручную $V_p = 3 \text{ м}^3$.

Определение размеров забоя

Наибольшая ширина траншеи поверху равна

$$B = (0,5:0,5) + 0,5 + 1 = 2,5 \text{ м.}$$

Площадь поперечного сечения - 2,5 м.

При одностороннем отвале площадь поперечного сечения с учетом первоначального расширения $K_{пр} = 1,25$ и избыточного грунта в количестве, отвозимого с трассы определяем по формуле

$$F_o = F_p \cdot K_{пр} \cdot (\ell - K_o), \quad (8.9)$$

$$F_o = 2,5 \cdot 1,25(1,7 - 0,1) = 1,72 \text{ м.}$$

Высота отвала находится по формуле

$$H_o = \sqrt{F_o} = \sqrt{1,72} = 1,3 \text{ м,} \quad (8.10)$$

$$H_o = \sqrt{1,72} = 1,3 \text{ м.}$$

Предельная высота выгрузки ковша $H_в = 5,4 \text{ м}$.

Ширину отвала по верху (b), найдем по формулам

$$F_o = (b1 + h_m);$$

$$b1 = \frac{F_o - h_o^2 n}{h_o}, \quad (8.11)$$

$$b1 = \frac{1,72 - 1,3^2 \cdot 0,5}{1,3} = 0,45 \text{ м.}$$

т.к. $b1 < 0,5$, то ширина отвала по низу определяется по формуле

$$B1 = b1 + 2h_o n, \quad (8.12)$$

$$B1 = 0,45 + 2 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 2,1 \text{ м.}$$

С учетом правил техники ширина забоя равна

$$A_з = 1,0 + 0,5 \cdot 1,3 = 1,65 \text{ м.}$$

Расстояние от оси траншеи до бровки отвала

$$AI = A_3 - hm - \frac{b_o}{2} = 1,65 - 1,3 \cdot 0,5 - 0,5 = 1,1 \text{ м.} \quad (8.13)$$

$$AI = 1,65 - 1,3 \cdot 0,5 - 0,5 = 1,1 \text{ м.}$$

Наибольший радиус выгрузки $R_b = 6,8 \text{ м.}$

$R_b > AI$ - ось проходки намечаем по оси траншеи.

8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

Оптимальный вариант комплекта машин выбираем на основании технико-экономической оценки.

Норма производительности экскаватора в смену определяется о формуле

$$Пэ = 60t \cdot q \cdot h_y \cdot K_c \cdot K_v, \quad (8.14)$$

где t - число часов работы в смену, равное 8,4 часов;

q - емкость ковша, $q = 0,65 \text{ м}^3$;

h - число циклов в смену, 1,85 - с погрузкой в самосвал; 2,0 - с погрузкой в отвал;

K_c - коэффициент использования мощности ковша, 0,8;

K_v - коэффициент использования рабочего времени для погрузки в транспорт 0,64.

$$Пэ = 60 \cdot 8,4 \cdot 0,65 \cdot 1,85 \cdot 0,8 \cdot 0,64 = 191 \text{ м}^3.$$

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

Технические характеристики экскаватора:

- Марка – ЕК-12-10;
- Двигатель – Д-243;
- Мощность – 81 кВт;
- Емкость ковша – $0,65 \text{ м}^3$;
- Ширина ковша – 0,5 м;
- Ход – гусеничный;
- Масса $m = 12,5 \text{ т}$;
- Скорость передвижения – $V = 20 \text{ км/ч}$;
- Наибольшая глубина копания – 5,08 м;
- Наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

Технические характеристики бульдозера:

- Марка – Д-492А;
- Тип трактора – Т-100М;
- Ширина отвала – 3,94 м;
- Высота отвала – 1,1 м;

- Угол резания – 50-600;
- Наибольшее заглубление – 1м;
- Подъем отвала – 1,1 м;
- Масса – 14т.

Технические характеристики автокрана:

- Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров примерно равен 10м;
- Марка – КС-1562А;
- Грузоподъемность:
 - а) при наименьшем вылете крюка – 4 т;
 - б) при наибольшем вылете крюка – 1,2 т;
- Длина основной стрелы - 6м;
- Вылет крюка основной стрелы:
 - а) наименьший – 3,5 м;
 - б) наибольший – 8,5 м;
- Высота подъема:
 - а) при наименьшем вылете крюка – 6,2 м;
 - б) при наибольшем вылете крюка – 3,8 м;
- Скорость передвижения:
 - а) рабочая (с грузом) - 5 км/ч;
 - б) транспортная - 75 км/ч;
- Мощность двигателя - 77 кВт;
- Масса крана в рабочем состоянии - 7,1 т.

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

- Грузоподъемность – 7т;
- Габариты – 5920х2500х2700;
- Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т;
- Емкость кузова – 4,0 м³;
- Скорость V_{max}=80 км/ч.

С учетом объема грунта вывозимого самосвалом количество грунта, вывозимого в смену, определяется по формуле

$$V_{см} = V_o / T_{см} , \quad (8.15)$$

$$V_{см} = 10,8 / 1 = 10,8 \text{ м}^3.$$

Объем грунта вывозимого самосвалом за один рейс рассчитывается по формуле

$$V_m = Q_m / n_{об} , \quad (8.16)$$

$$V_m = 7000 / 1750 = 4 \text{ м}^3.$$

Количество ковшей в одну смену и машину найдем по формуле

$$N = V_m \cdot q \cdot K_c, \quad (8.17)$$

$$N = 4 \cdot 0,4 \cdot 0,8 = 1,3 \text{ ковшей.}$$

Длительность погрузки одной машины

$$t_n = 12,5 / 1,85 \cdot 0,85 = 8 \text{ минут.} \quad (8.18)$$

Количество рейсов самосвала в смену

$$P_p = \frac{60 \cdot t_n}{t_n + 2 \cdot \ell / V_{cp} + t_p + t_m}, \quad (8.19)$$

$$P_p = \frac{60 \cdot 8}{8 + 2 \cdot 2 / 20 + 1 + 3} = 40 \text{ рейсов}$$

Производительность автосамосвала в смену определяется по формуле

$$P_c = V_T \cdot P_p, \quad (8.20)$$

$$P_c = 4 \cdot 40 = 160 \text{ м}^3.$$

Количество требуемых самосвалов 1 автомобиль.

Для перевозки лишнего грунта требуется 1 автомобиль.

Технические характеристики катка

-Марка – ДУ-8В;

-Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м;

-Количество колес – 2 шт;

-Диаметр колес:

-Ведущего – 1,6 м;

-Ведомого – 1,3 м;

-Двигатель:

а) Модель – Д-37Е;

б) Мощность – 36,7 кВт;

-Габариты:

а) Длина – 6,08 м;

б) Ширина – 3,2 м;

в) Масса катка – 10,2 т.

Технические характеристики бортового автомобиля

-Марка – ЗИЛ 130-76;

-Грузоподъемность – 6 т;
-Габариты – 6675×2500×2400.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе на тему «Газоснабжение жилого района и ООО «Сталь»» рассчитана годовая потребность в газе жилого района и с населением 78 016 человек с помощью удельных норм потребления газа.

Годовое потребление газа с учетом запаса составило 13093165,1 м³.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

- 1 Расчет численности населения;
- 2 Расчет годового потребления газа;
- 3 Расчет газонаполнительной станции;
- 4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа;
- 5 Расчет внутридомового газопровода;
- 6 Расчет внутриквартального газопровода;
- 7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной;
- 8 Расчет ГРУ и газопровода для котельной;
- 9 Рассмотрены технологии возведения инженерных систем;
- 10 Подобран транспорт для проведения земельных работ;

Разработана графическая часть для решенных задач в пояснительной записке.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГНС – газонаполнительная станция.

ПЗК – предохранительно-запорный клапан.

ГРУ – газорегуляторная установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1988. – 64 с.
- 2 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.
- 3 Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.
- 4 Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.
- 5 Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.
- 6 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.
- 7 Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 8 СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Акт. ред. СНиП 42-01-2002). Введ. 01.01.2013.
- 9 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура. – Москва: Недра, 1985.
- 10 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства. – Москва: Высшая школа, 1970.
- 11 Журавлев Б. А. Справочник мастера-сантехника. – Москва: Стройиздат, 1982.
- 12 Порецкий Л.Я., Рыбаков Р.Р., Столпнер Е.Б., Тасс О.А., Шур И.А. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных. – Ленинград: Недра, 1988. – 604 с.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

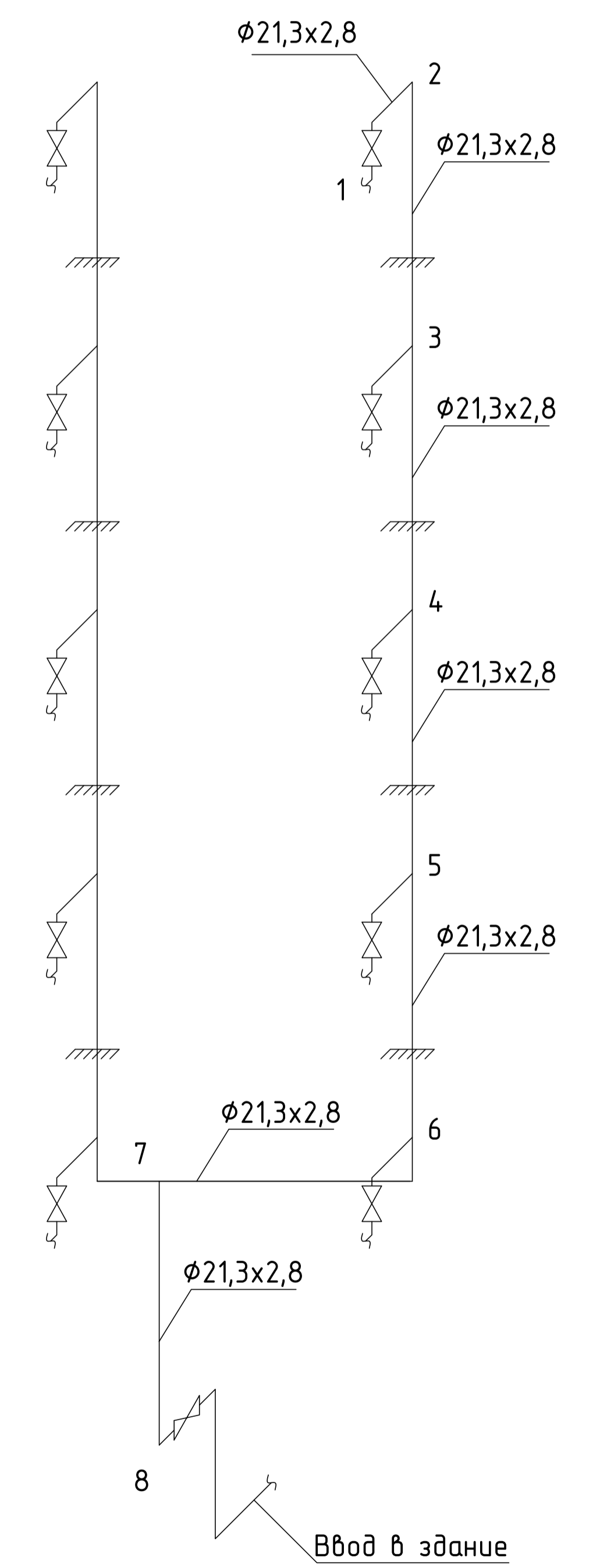
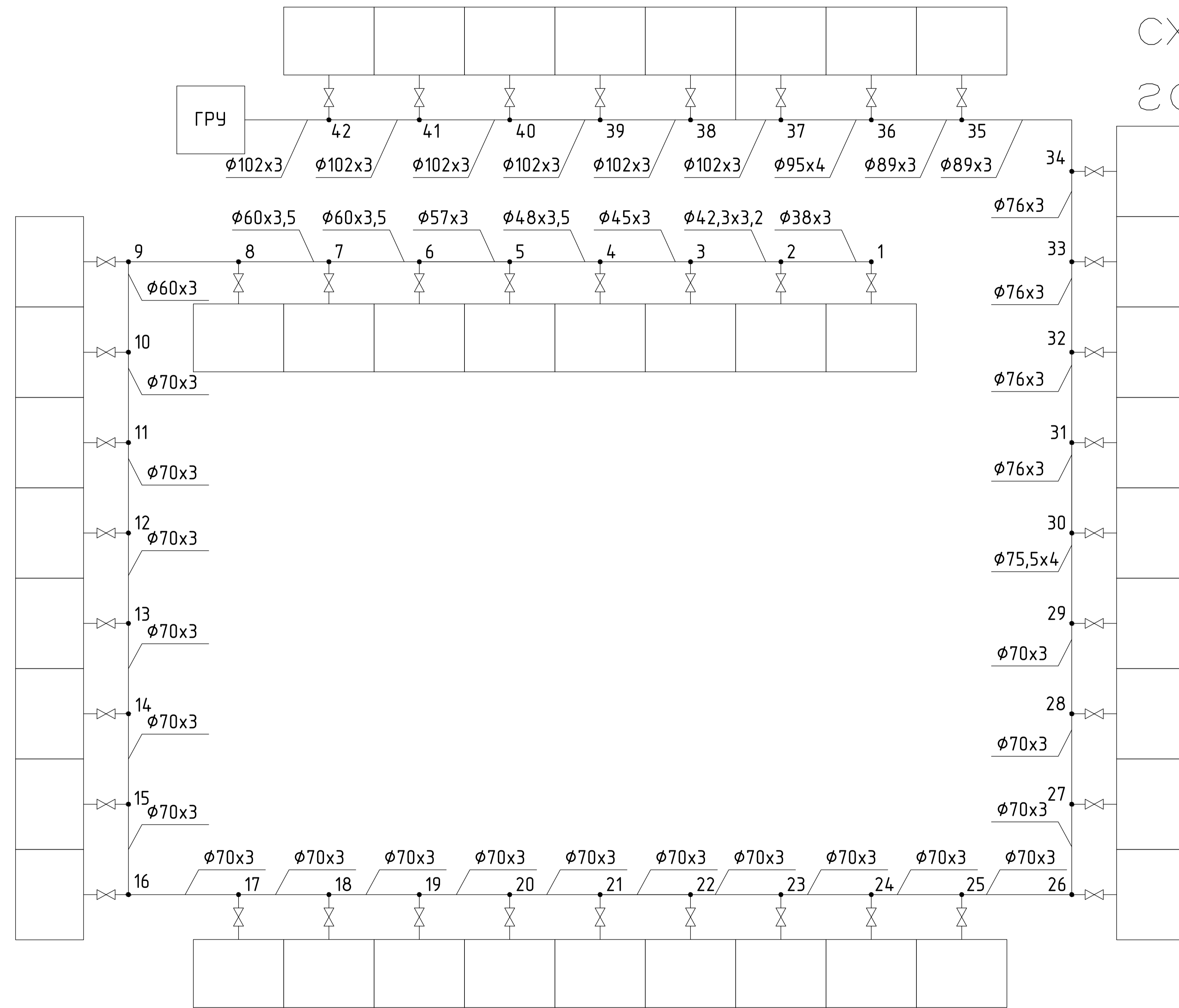
1 СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. М., Госстрой России, 2003.

2 Рябцев Н.И., Кряжев Б.Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.

3 Газоснабжение жилого района сжиженными углеводородными газами. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 2907-“Теплоснабжение и вентиляция “/КИСИ – Красноярск, 1988,-36 с.

Схема внутриквартирного газопровода

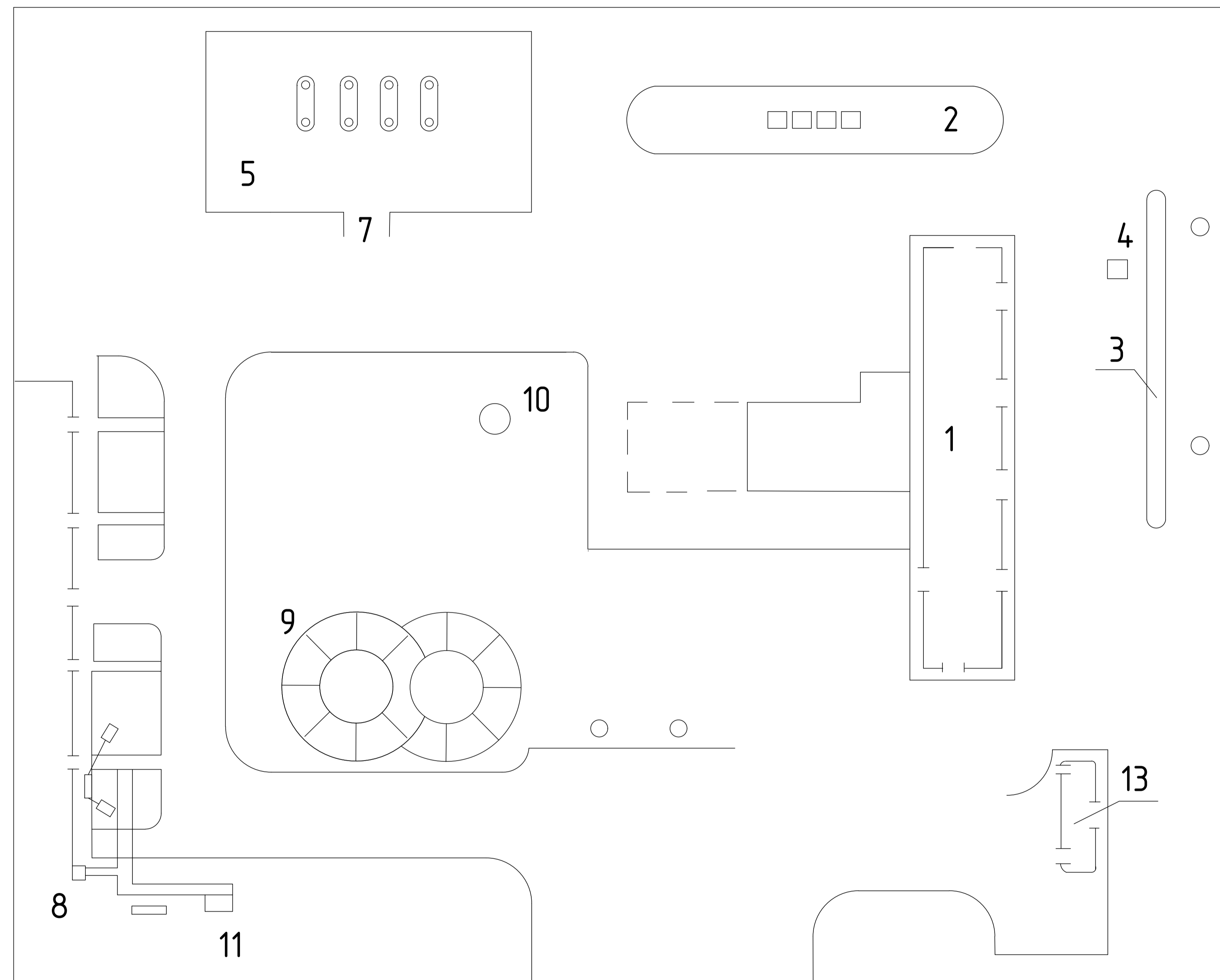
АксонOMETрическая схема внутридомового газопровода



Создано	
Проверено	
Утверждено	
Дата	

БР-08.03.01.05.-411722621 2021					
СФУ Инженерно-строительный институт					
Изм.	Колуч.	Лист	№Фак.	Подп.	Дата
Разработал	Жак Д.С.				
Проверил	Абласевич А.И.				
Газоснабжение жилого района сжиженным углеводородным газом				Страна	Лист
				У	1
Схема внутриквартирного газопровода				Листов	
				5	
Н. Контр.	Абласевич А.И.			ИСЭИС	
Заб. каф.	Матвеев А.И.				

Схема генерального плана газонаполнительной станции

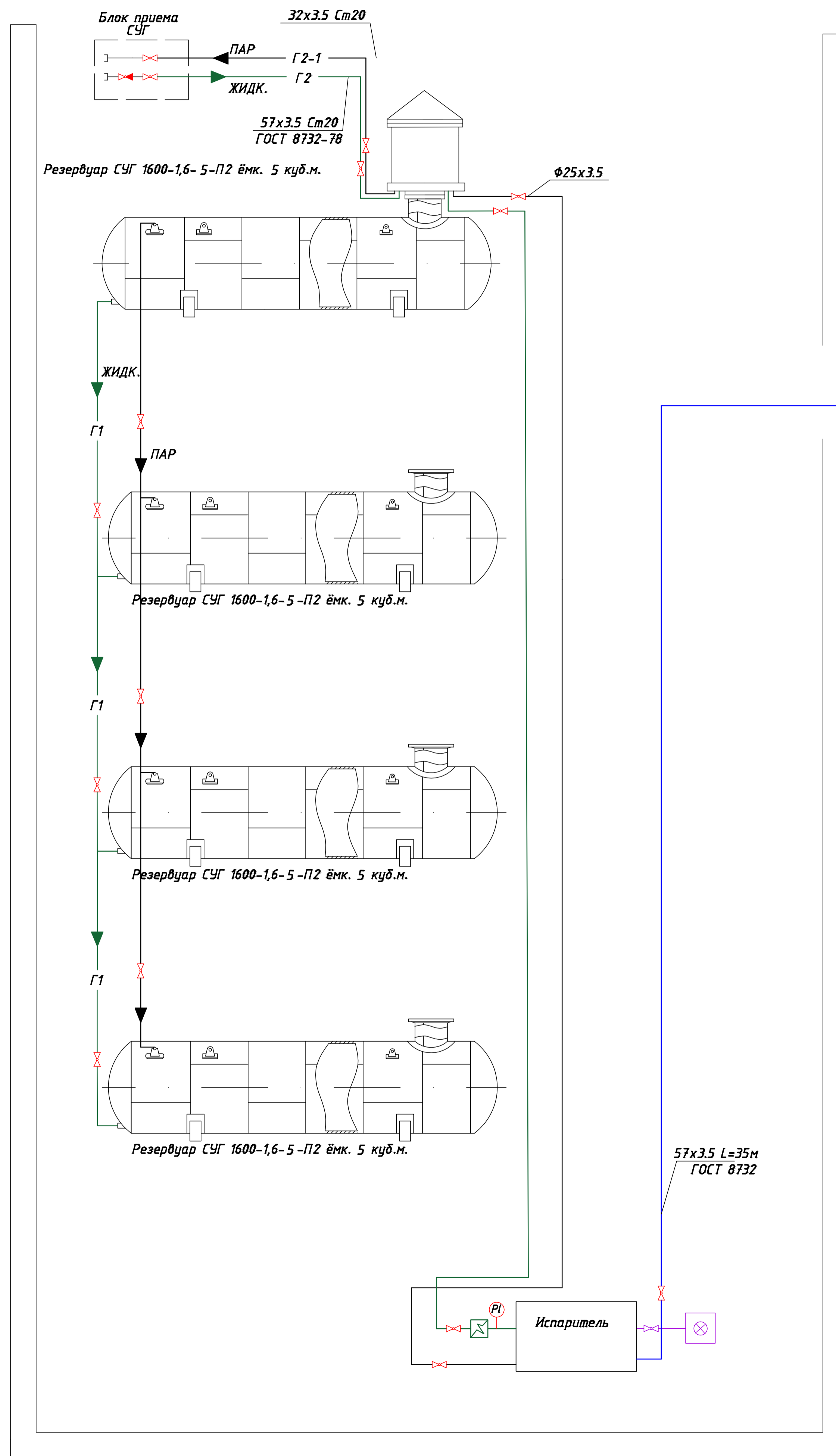


- 1 – наполнительный цех
- 2 – резервуар для хранения сжиженного газа 4 шт.
- 3 – эстакада для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн
- 4 – сливные резервуары 1 шт.
- 5 – автоколонки 4 шт.
- 6 – блок вспомогательных помещений
- 7 – автовесы
- 8 – трансформаторная подстанция
- 9 – резервуар для воды
- 10 – водонапорная башня
- 11 – генераторная
- 12 – закрытая стоянка автомобилей
- 13 – материальный склад

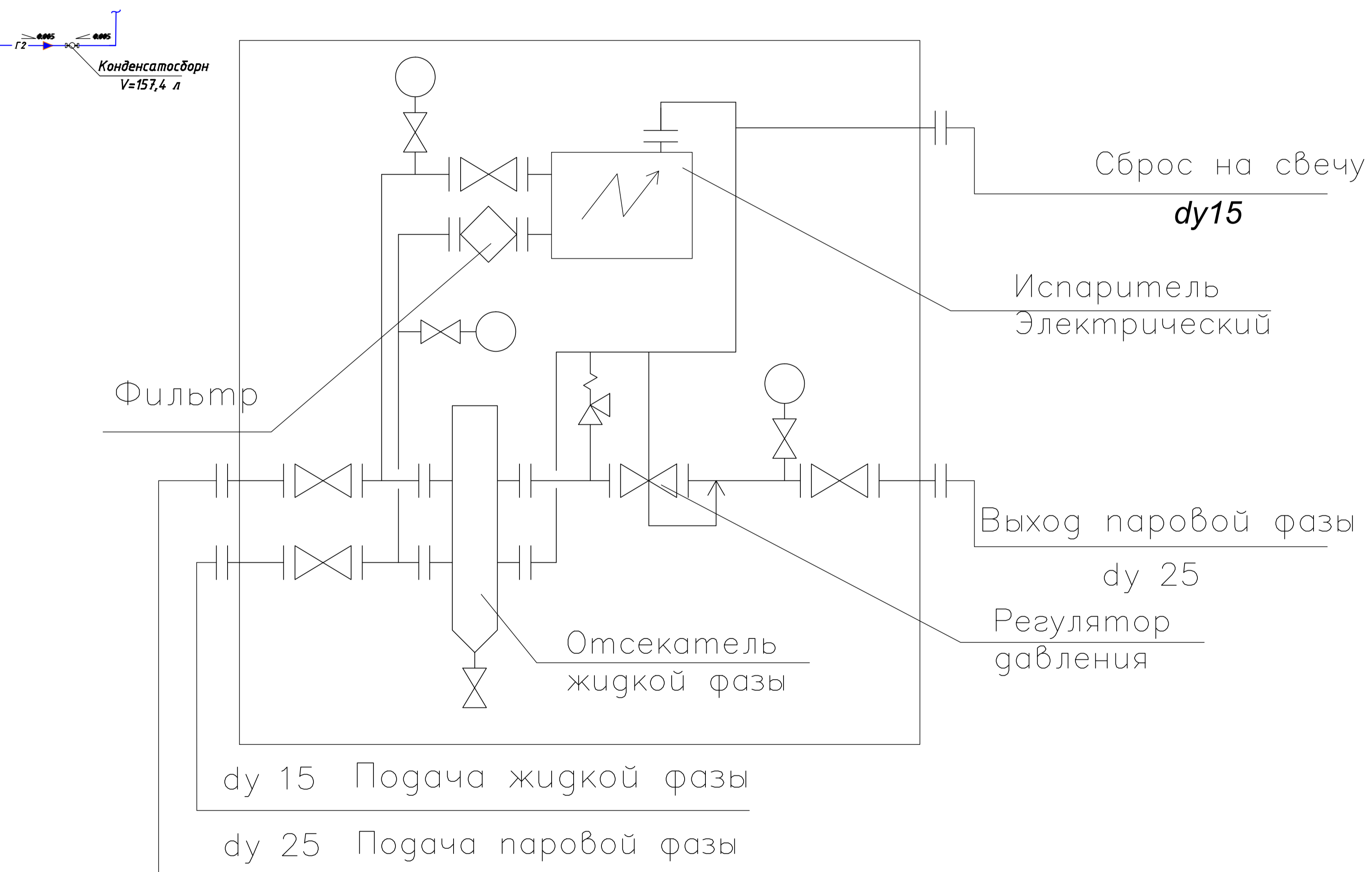
Создано	
Проверено	
Утверждено	
Исполнено	

БР-08.03.01.05.-411722621 2021					
СФУ Инженерно-строительный институт					
Изм.	Колуч.	Лист	№фак.	Подп.	Дата
Разработал	Жак Д.С.				
Проверил	Абласевич А.И.				
Газоснабжение жилого района сжиженным углеводородным газом				Стр.	Лист
				У	2
Принципиальная технологическая схема ГНС				ИСЭИС	
Н. Коопр.	Абласевич А.И.				
Заб. каф.	Матвеевская И.				

Групповая резервуарная установка

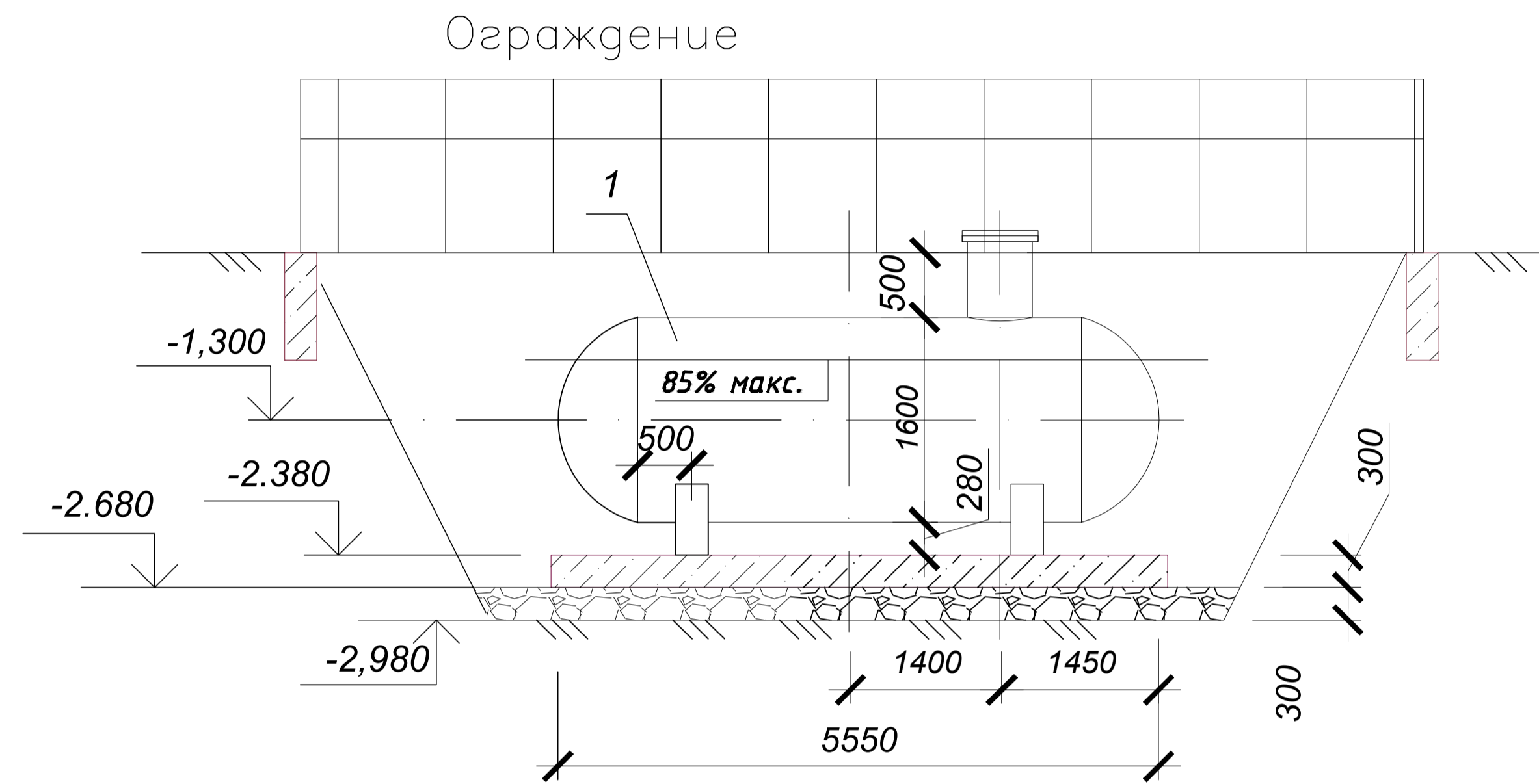


Принципиальная схема испарителя

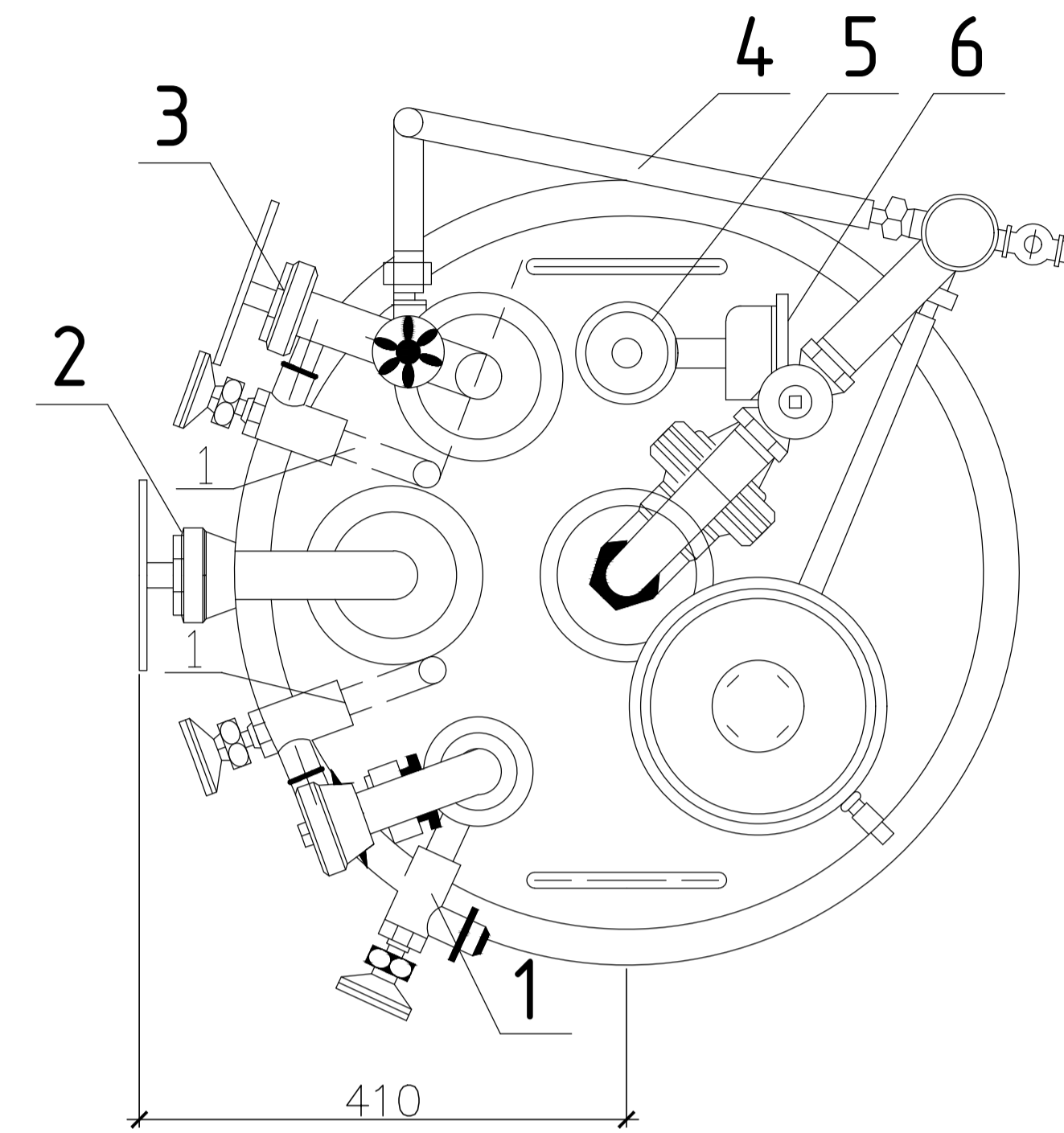


						БР-08.03.01.05.-411722621 2021			
						СФУ Инженерно-строительный институт			
Изм.	Колуч.	Лист	№Фак.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района сжиженным углеводородным газом	Сводн.	Лист	Листов
Разработал	Жак В.С.						У	3	5
Проверил	Абласевич А.И.					Схема газоснабжения жилого района, Принципиальная схема испарителя	ИСЗС		
Н. Контр.	Абласевич А.И.								
Заб. каф.	Матвеевская И.								

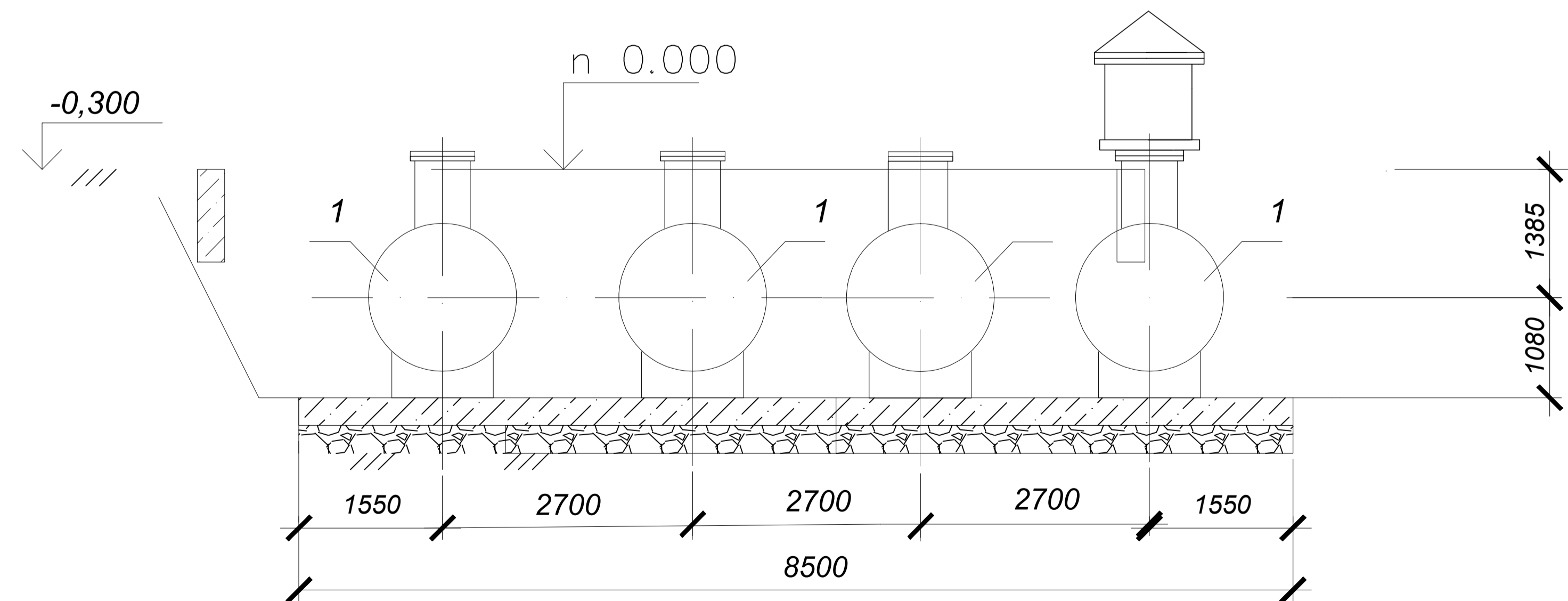
Групповая резервуарная установка (разрезы)



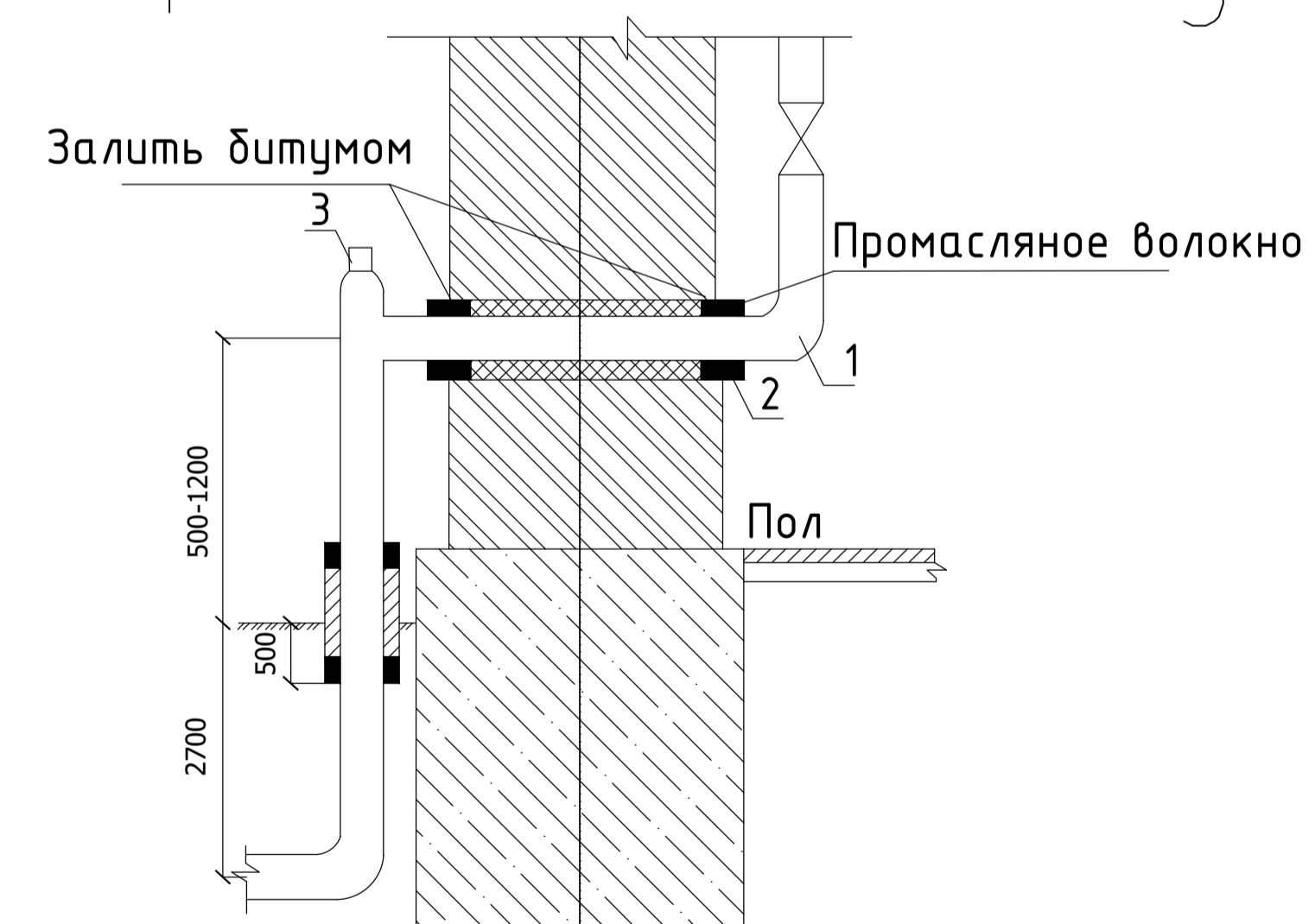
Головка управления



- 1 – трубки уровневые
- 2 – патрубок профазный уравнивательный
- 3 – патрубок наполнительный
- 4 – сбросной трубопровод из гибкого шланга
- 5 – предохранительный клапан
- 6 – манометр



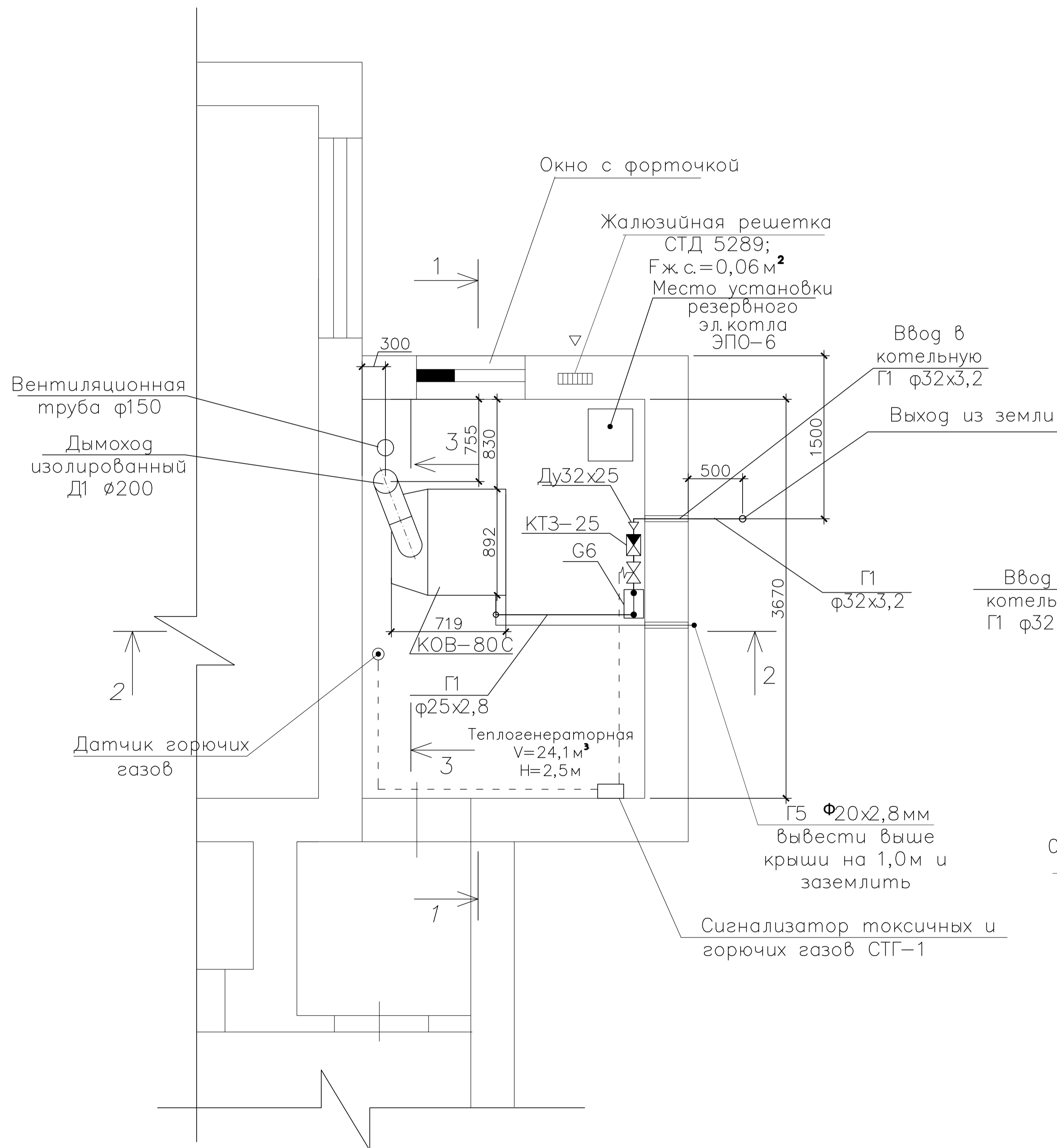
Цокольный ввод газопровода



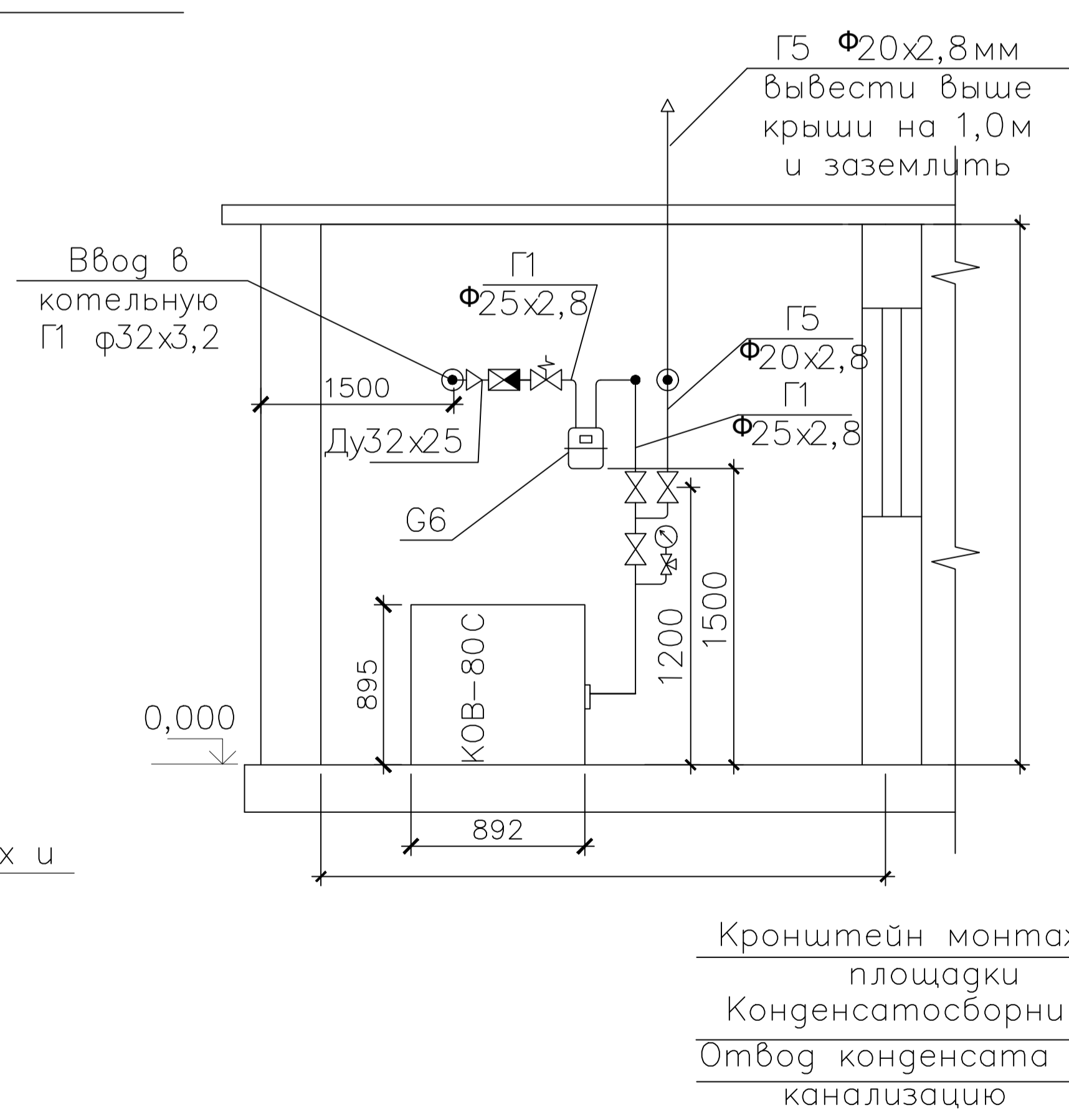
- 1 – Газопровод
- 2 – Футляр
- 3 – Штуцер с заглушкой

						БР-08.03.01.05.-411722621 2021			
						СФУ Инженерно-строительный институт			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района сжиженным углеводородным газом	Стр.	Лист	Листов
Разработал	Жак В.С.						У	4	5
Проверил	Абласевич А.И.					Разрез групповой резервуарной установки	ИСЭИС		
Н. Компр.	Абласевич А.И.								
Заб. каф.	Матвеев И.И.								

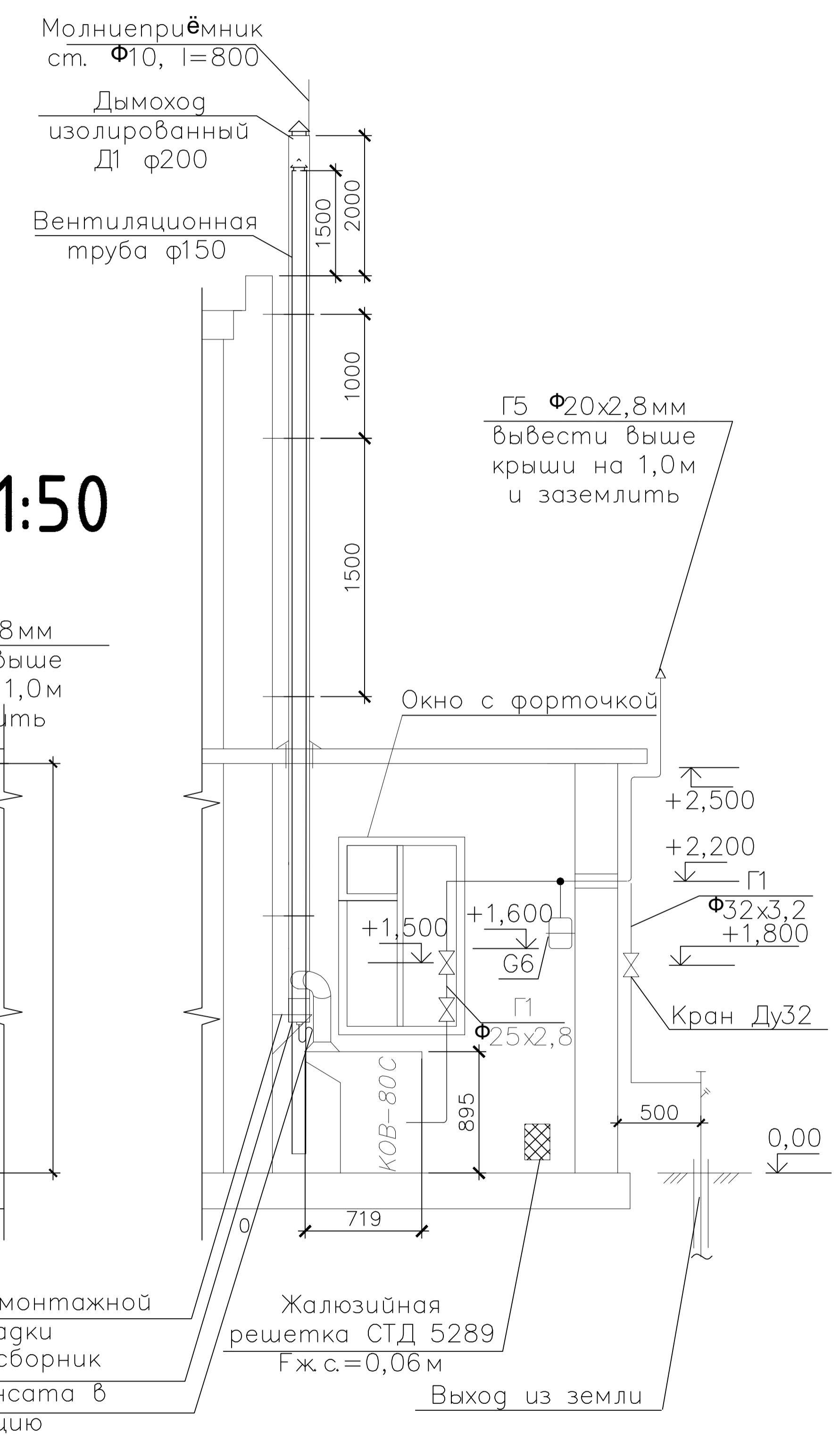
План котельной М 1:50



Разрез 1-1 М 1:50



Разрез 2-2 М 1:50



Кронштейн монтажной площадки
Конденсатосборник
Отвод конденсата в канализацию

					БР-08.03.01.05.-411722621 2021				
					СФУ Инженерно-строительный институт				
Изм.	Колуч.	Лист	№ок.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района сжиженным углеводородным газом	Свая	Лист	Листов
Разработал	Жак Д.С.						У	5	5
Проверил	Александр А.И.					План котельной	ИСЗис		
Н. Коопр.	Александр А.И.								
Заб. каф.	Матвейко А.И.								

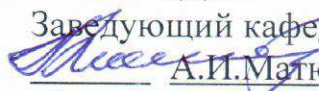
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


А.И. Матюшенко

подпись

инициалы, фамилия

« 18 »

06

2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Снабжение сжиженным газом жилого района и ООО «Сталь»
тема

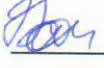
Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень


А.И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник

 18.06.21
подпись, дата

Д.С. Жак
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

А.И. Авласевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2021